

ANALYSE DU POTENTIEL DE RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE  
DANS LES RÉSEAUX AUTONOMES DU NUNAVIK

Par  
Émile Boisseau-Bouvier

Essai présenté au Centre universitaire de formation  
en environnement et développement durable en vue  
de l'obtention du grade de maîtrise en environnement (M. Env.)

Sous la direction de Pierre Hosatte

MAÎTRISE EN ENVIRONNEMENT  
UNIVERSITÉ DE SHERBROOKE

Novembre 2019

## SOMMAIRE

Mots clés : Transition énergétique, Nunavik, énergie renouvelable, efficacité énergétique, réseau autonome, électricité, gaz à effet de serre

Le Québec a la chance de compter sur une électricité propre, abondante et renouvelable accessible dans presque toutes les régions. Cependant, les communautés du Nunavik ne sont pas reliées au réseau intégré d'Hydro-Québec. Elles sont plutôt alimentées par 14 centrales diesel qui constituent chacune un réseau autonome. Ces centrales, qui n'alimentent pourtant qu'un peu moins de 15 000 personnes, ont un bilan d'émission de gaz à effet de serre supérieur à l'ensemble du réseau intégré et cumulent un déficit récurrent. Hydro-Québec a prévu de progressivement faire la transition vers des énergies plus propres et moins chères. L'intégration de nouvelles sources d'énergie moins polluantes n'est cependant pas la seule option permettant de réduire les émissions de gaz à effet de serre et il faut aussi considérer les mesures d'efficacité énergétique.

L'objectif principal de cet essai est donc d'évaluer le potentiel de réduction des émissions de gaz à effet de serre liées à la production et à la consommation d'électricité dans les réseaux autonomes du Nunavik. Pour ce faire, les mesures d'efficacité énergétique et formes d'énergie sobres en carbone pertinentes au contexte du Nunavik sont synthétisées. Par la suite, ces options sont comparées à l'aide d'une analyse multicritère avec surclassement de synthèse qui fait ressortir leur performance dans les sphères environnementale, sociale, économique et technique. Cette analyse multicritère met en lumière le potentiel encore existant de mesures d'efficacité énergétique, particulièrement la récupération de chaleur des centrales diesel qui obtient la meilleure évaluation, alors que ces options semblent être actuellement délaissées par les acteurs impliqués au profit de l'intégration d'énergies renouvelables. Elle permet aussi d'identifier que l'énergie éolienne et l'hydraulique sont les deux filières d'énergie renouvelable les plus souhaitables. Évidemment, le contexte spécifique de chaque communauté doit être pris en compte puisque l'analyse de cet essai est effectuée à un niveau régional. Par rapport aux formes d'énergies à privilégier, l'analyse et les choix qui semblent être privilégiés par les acteurs impliqués dans la transition énergétique convergent. Ces écarts sont cependant plus difficiles à mesurer puisqu'aucune décision n'est encore prise pour l'ajout d'énergie renouvelable dans la plupart des villages.

## **REMERCIEMENTS**

Ma maîtrise m'a permis de côtoyer de nombreux collègues d'études dynamiques et déterminés à devenir des acteurs de changement dans notre société. Elle m'a aussi permis d'apprendre auprès de chargés de cours compétents et passionnés. Je tiens donc à les remercier pour ces deux années instructives.

Je tiens particulièrement à remercier mon directeur Pierre Hosatte de m'avoir épaulé lors de ma rédaction. Tu as su m'aiguiller vers de nombreuses sources d'information pertinentes et essentielles à mon essai en plus de me conseiller tout au long de mon cheminement. Nos conversations du midi étaient agréables et enrichissantes !

La prise de contact avec plusieurs spécialistes a été nécessaire pour compléter ma recherche d'information et je tiens à les remercier pour leur disponibilité.

Finalement, merci à ma famille pour leur soutien indéfectible tout au long de mon parcours scolaire. Maman, JB, vous avez su m'encourager et avez toujours été présents. Papa, je suis certain que tu aurais été très fier de moi !

## TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION.....	1
1. CONTEXTE.....	3
1.1 Contexte spatial .....	3
1.2 Contexte social .....	6
1.2.1 Population.....	6
1.2.2 Organisation politique .....	8
1.2.3 Logement.....	10
1.2.4 Scolarité et emploi .....	10
1.2.5 Alimentation.....	11
1.3 Contexte énergétique actuel.....	12
1.3.1 Production d'électricité.....	12
1.3.2 Autres sources d'énergie.....	15
1.3.3 Consommation électrique et tarifs d'électricité.....	17
1.4 Contexte réglementaire.....	20
1.4.1 Politique énergétique 2030 du gouvernement du Québec .....	20
1.4.2 Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques du Québec 2018-2023 ..	21
1.4.3 Plan stratégique HQ 2016-2020.....	22
1.4.4 Engagements fédéraux.....	23
2. PORTÉE DE L'ANALYSE.....	25
3. DESCRIPTION DES MESURES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE PERTINENTES AU CONTEXTE DU NUNAVIK.....	26
3.1 Mesures d'efficacité énergétique existantes au Nunavik .....	26
3.1.1 Mesures prises par HQ.....	26
3.1.2 Mesures prises par la Société d'habitation du Québec (SHQ).....	28
3.1.3 Autres mesures .....	29

3.2	Mesures d'efficacité énergétique pouvant être transférées au Nunavik .....	29
3.3	Récupération de chaleur des centrales au diesel .....	31
3.3.1	Îles-de-la-Madeleine .....	31
3.3.2	Akulivik.....	32
3.3.3	Territoires du Nord-Ouest.....	32
3.3.4	Watson Lake, Yukon .....	33
3.3.5	Utilisation possible de la chaleur récupérée au Nunavik.....	33
4.	DESCRIPTION DES MESURES DE RÉDUCTION DES GES LIÉES À LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ PERTINENTES AU CONTEXTE DU NUNAVIK .....	35
4.1	Panneau photovoltaïque.....	36
4.1.1	Potentiel solaire au Nunavik .....	36
4.1.2	Quaqtaq .....	39
4.1.3	Centre d'étude nordique, Kuujuarapik et Whapmagoostui .....	40
4.1.4	Yukon .....	41
4.1.5	Territoires du Nord-Ouest.....	42
4.1.6	Limites.....	43
4.2	Éolienne .....	44
4.2.1	Potentiel éolien au Nunavik .....	44
4.2.2	Mine Raglan, Nunavik.....	45
4.2.3	Mine Diavik, Territoires du Nord-Ouest.....	46
4.2.4	Yukon .....	47
4.2.5	Limites.....	47
4.3	Petite hydroélectricité .....	48
4.3.1	Potentiel de petite hydroélectricité au Nunavik .....	48
4.3.2	Projet Innalik, Inukjuak .....	49
4.3.3	Limites.....	51

4.4	Hydrolienne.....	52
4.5	Biomasse .....	53
4.6	Gaz naturel .....	54
4.6.1	Limites.....	56
4.7	Petit réacteur nucléaire modulaire .....	57
4.8	Raccordement au réseau intégré .....	58
4.8.1	Kuujuarapik et Whapmagoostui .....	59
4.8.2	Village de la Romaine .....	60
4.8.3	Îles-de-la-Madeleine .....	61
4.8.4	Nord de l'Ontario.....	61
5.	SÉLECTION ET ANALYSE DES MESURES LES PLUS ADAPTÉES AUX RÉSEAUX AUTONOMES DU NUNAVIK ET LEUR ANALYSE.....	63
5.1	Méthodologie.....	63
5.1.1	Type d'outil d'aide à la décision.....	63
5.1.2	Explication du système d'évaluation .....	67
5.1.3	Description des critères.....	67

5.2	Présentation et analyse des résultats .....	70
5.3	Limites de l'analyse.....	71
6.	ÉCARTS ENTRE LES RÉSULTATS DE L'ANALYSE MULTICRITÈRE ET LES MESURES DE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE PRÉVUES .....	73
6.1	Rappel des résultats de l'analyse .....	73
6.2	Rappel des mesures de transition énergétique prévues .....	74
6.3	Écarts entre l'analyse et les mesures prévues quant à l'efficacité énergétique .....	74
6.4	Écarts entre l'analyse et les mesures prévues quant à l'intégration d'énergie renouvelable.....	75
6.5	Écarts globaux entre l'analyse et les mesures prévues .....	76
	CONCLUSION .....	78
	RÉFÉRENCES.....	80
	ANNEXE 1 – ÉCART ENTRE LES TEMPERATURES HIVERNALES MOYENNES DU QUÉBEC ENTRE 1971 ET 2000 ET LES PROJECTIONS CLIMATIQUES POUR 2080 REALISEES A PARTIR D'UN SCENARIO DE FORTES EMISSIONS MONDIALES DE GES (SUIVANT LE PROFIL « RCP 8.5 » DU GROUPE D'EXPERTS INTERGOUVERNEMENTAL SUR L'ÉVOLUTION DU CLIMAT) .....	93
	ANNEXE 2 – CARTE DES RÉSEAUX AUTONOMES D'HYDRO-QUÉBEC .....	94
	ANNEXE 3 – TABLEAU SYNTHÈSE DES MESURES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE PERTINENTES AU CONTEXTE DU NUNAVIK .....	95
	ANNEXE 4 – TABLEAU SYNTHÈSE DES MESURES DE RÉDUCTION DE GES LIÉES À LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ PERTINENTES AU CONTEXTE DU NUNAVIK .....	96
	ANNEXE 5 – ANALYSE MUTLICRITÈRE DES OPTIONS LIÉES À L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE .....	97
	ANNEXE 6 – ANALYSE MUTLICRITÈRE DES OPTIONS LIÉES À LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ.....	98

## LISTE DES FIGURES ET DES TABLEAUX

Figure 1.1 : Carte du Nunavik .....	3
Figure 1.2 : Calendrier de lancement des appels de propositions pour la conversion des réseaux autonomes .....	23
Figure 4.1 : Angle d'inclinaison des panneaux PV .....	37
Figure 4.2 : Panneaux PV installés à Quaqtuaq .....	39
Figure 4.3 : Panneaux PV installés sur la façade sud du centre scientifique communautaire .....	40
Figure 4.4 : Potentiel éolien au Québec .....	44
Figure 4.5 : Éoliennes de la mine Raglan .....	45
Figure 4.6 : Répartition des besoins en énergie prévus en 2030 et courbe de puissance contractuelle .....	50
Figure 4.7 : Types d'hydroliennes .....	52
Figure 4.8 : Liquéfaction et transport du gaz naturel .....	55
Figure 4.9 : Analyse de cycle de vie des émissions de GES du gaz naturel de schiste, du gaz naturel conventionnel et du diesel servant à alimenter une centrale électrique (kg d'équivalent CO <sub>2</sub> /MWh) .....	56
Figure 5.1 : Évaluation de l'option hypothétique 1 .....	64
Figure 5.2 : Évaluation de l'option hypothétique 2 .....	65
Tableau 1.1 : Évolution de la population du Nunavik entre 2011 et 2016 .....	7
Tableau 1.2 : Production et vente d'électricité des réseaux autonomes du Nunavik en 2017 .....	13
Tableau 1.3 : Bilan de puissance des réseaux autonomes après application du critère de planification .....	14
Tableau 1.4 : Tarifs d'électricité en vigueur le 1er avril 2019 pour les tarifs DN et D .....	18
Tableau 1.5 : Répartition des abonnements au tarif DN par type de clients .....	19
Tableau 4.1 : Potentiel des panneaux PV (kWh/kW) à Aupaluk (-69,60E, 59.30N) .....	38
Tableau 4.2 : Comparaison des options pour alimenter le village de la Romaine .....	60
Tableau 5.1 : Significations des valeurs du système d'évaluation .....	67
Tableau 5.2 : Description des critères sélectionnés pour l'analyse .....	69
Tableau 5.3 : Moyenne par sphère des options liées à l'efficacité énergétique .....	71
Tableau 5.4 : Moyenne par sphère des options liées à la production d'électricité .....	71



## LISTE DES ACRONYMES, DES SYMBOLES ET DES SIGLES

\$	Dollars
°	Degré
ARK	Administration régionale Kativik
CBJNQ	Convention de la Baie-James et du Nord québécois
CISSS	Centre intégré de santé et de services sociaux
CO <sub>2</sub>	Dioxyde de carbone
FCNQ	Fédération des coopératives du Nouveau-Québec
G	Millard
GADD	Grille d'analyse de développement durable
GES	Gaz à effet de serre
GNL	Gaz naturel liquéfié
GWh	Gigawattheure
HQ	Hydro-Québec
HQD	Hydro-Québec Distribution
IREQ	Institut de recherche d'Hydro-Québec
JED	Jumelage éolien-diesel
kg	Kilogramme
km	Kilomètre
km/h	Kilomètre par heure
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattheure
M	Million
MW	Mégawatt
MWh	Mégawattheure
m <sup>3</sup>	Mètre cube
OMHK	Office Municipal d'Habitation Kativik
PRM	Petits réacteurs modulaires
PUEÉRA	Programme d'utilisation efficace de l'énergie en réseaux autonomes
PV	Photovoltaïque
SHQ	Société d'habitation du Québec
TEQ	Transition énergétique Québec

## LEXIQUE

Autoprodacteur	Entreprise ou citoyen qui répond en totalité ou en partie à sa demande d'énergie électrique grâce à ses propres installations (Hydro-Québec [HQ], s. d.)
Nunavimmiut	Habitant du Nunavik, invariable (Société Makivik, 2018)

## INTRODUCTION

Le Nunavik, immense territoire québécois de 507 000 km<sup>2</sup> situé au nord du 55<sup>e</sup> parallèle, est caractérisé par son rude climat nordique (Duhaim, Caron et Lévesque, 2015). Bien qu'il représente près du tiers de la surface du Québec, seulement 14 172 personnes y résident (Statistique Canada, 2019), répartis en quatorze communautés inuites et une communauté crie. Ces communautés sont présentement desservies en électricité par quatorze centrales appartenant à Hydro-Québec Distribution (HQD). Puisque ces centrales ne sont pas reliées au réseau intégré d'HQ, elles constituent des réseaux autonomes. Contrairement au réseau intégré qui est presque entièrement alimenté par de l'hydroélectricité, tous les réseaux autonomes du Nunavik sont alimentés par du diesel et émettent donc beaucoup plus de gaz à effet de serre (GES) par unité d'électricité produite. En fait, en 2018, l'ensemble des 22 réseaux autonomes du Québec, alimentant environ 35 000 habitants, a produit 230 434 tonnes d'équivalent CO<sub>2</sub> alors que l'ensemble des centrales reliées au réseau intégré n'en a émis que 4 006 (HQ, 2019c). Par ailleurs, l'éloignement de ces réseaux et leur utilisation de carburants fossiles qui doivent être importés contribuent à leur coût de fonctionnement très élevé. En 2019, au Nunavik, leur déficit estimé s'élève à 38,9 millions de dollars (M\$) (HQD, 2019b) puisque chaque kilowattheure y est vendu à perte. Finalement, plusieurs des centrales du Nunavik sont vieillissantes et HQD (2016) estime que certaines ne suffiront plus à répondre aux besoins des populations qu'elles desservent d'ici quelques années.

Confrontée aux enjeux environnementaux et économiques des réseaux autonomes du Nunavik et étant dans l'obligation de desservir cette population, HQ (2016) a prévu de progressivement faire la transition vers des sources d'énergie plus propres et moins chères dans son plan stratégique 2016-2020. L'entreprise est soutenue dans cette initiative par les gouvernements provinciaux et fédéraux qui veulent soutenir les populations locales et atteindre leurs objectifs de réduction de GES. L'intégration de nouvelles sources d'énergie moins polluantes n'est cependant pas la seule option permettant de réduire les émissions de GES. En effet, une utilisation plus efficace de l'électricité déjà produite permet de limiter la consommation de diesel et de ralentir la hausse de la demande électrique.

L'objectif général de cet essai est donc d'évaluer le potentiel de réduction des émissions de GES liées à la production et à la consommation d'électricité dans les réseaux autonomes du Nunavik. Pour atteindre cet objectif, les mesures d'efficacité énergétique pertinentes au contexte du Nunavik, incluant la récupération de chaleur des centrales thermiques, ont été synthétisées. Les différentes formes d'énergies sobres en carbone ayant un potentiel d'implantation sur le territoire à l'étude ont aussi été passées en revue. Par la suite, ces options ont été comparées à l'aide d'une analyse multicritère qui a fait ressortir leur performance

dans les sphères environnementale, sociale, économique et technique. Finalement, les résultats de l'analyse multicritère ont été comparés aux mesures de transition énergétique prévues par les acteurs impliqués.

Afin de répondre à ces objectifs, l'essai s'appuie sur des sources de type primaire et secondaire. Les sources de type primaires sont tirées d'entrevues semi-dirigées ou d'échange de courriels avec des professionnels pertinents qui ont permis de mieux cerner la réalité nordique ainsi que d'accéder à des compléments d'information non publiés. Les sources de type secondaires sont diversifiées et récentes afin de représenter la diversité de points de vue ainsi que les derniers développements. Elles sont, entre autres, composées de ressources gouvernementales et paragouvernementales, de documents déposés devant la Régie de l'énergie, de travaux universitaires et d'études d'impact. La barrière de langue a limité les exemples de transition énergétique tirés de communautés isolées de la Scandinavie et de la Russie. Les exemples hors Nunavik proviennent donc en majorité des territoires canadiens dont les contextes géographique, social et politique sont très semblables.

L'essai comporte six chapitres. Le premier dresse un portrait des contextes spatial, social, énergétique et réglementaire du Nunavik puisque leur compréhension est essentielle à la réalisation de l'objectif de l'essai. Le deuxième circonscrit la portée de l'analyse. Le troisième et le quatrième synthétisent, dans l'ordre, les mesures d'efficacité énergétique et les formes d'énergie moins polluantes pertinentes au contexte. Les sous-sections de certaines formes d'énergie sont plus élaborées que d'autres en raison de leur plus grande prévalence dans les réseaux autonomes nordiques. Le cinquième chapitre sélectionne et analyse les mesures de réduction de GES les plus adaptées aux réseaux autonomes du Nunavik à l'aide d'une analyse multicritère. Finalement, le dernier chapitre compare les résultats précédents aux mesures de transition énergétique prévues par HQ et les autres acteurs impliqués.

## 1. CONTEXTE

Le premier chapitre sert à mettre en contexte la problématique analysée dans cet essai. Il décrit, dans l'ordre, le contexte spatial, le contexte social, le contexte énergétique et le contexte réglementaire pertinent. Cette contextualisation suit un ordre logique puisque chaque sous-section influence la suivante. En effet, la nature particulière du territoire a influencé l'organisation sociale des communautés qui l'habitent. De même, ces deux facteurs permettent de mieux comprendre le contexte énergétique actuel du Nunavik.

### 1.1 Contexte spatial

Le Nunavik est le territoire québécois situé au nord du 55<sup>e</sup> parallèle. Celui-ci est bordé à l'ouest par la baie d'Hudson, au nord par le détroit d'Hudson et la baie d'Ungava et à l'est par le Labrador. Il occupe une superficie de 507 000 km<sup>2</sup>, soit environ le tiers de la province (Duhaime, Caron et Lévesque, 2015). La figure 1.1 présente une carte de la région ainsi que l'emplacement de la plupart des villages qui s'y trouvent. La frontière entre le Québec et le Nunavut étant le rivage québécois, toutes les îles bordant le Nunavik appartiennent au territoire du Nunavut (Lacasse et Dorion, 2011).

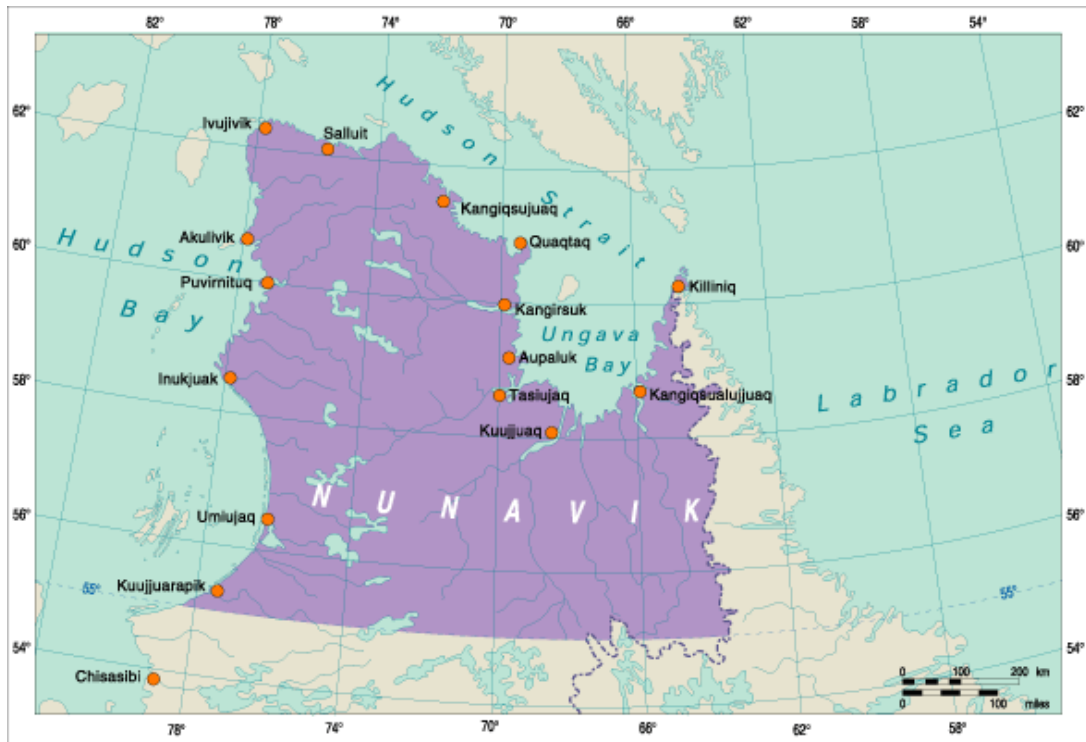


Figure 1.1 : Carte du Nunavik (tiré de : Société Makivik, 2018)

Ce territoire est entre autres caractérisé par son rude climat nordique. En effet, la température moyenne au mois de janvier est de -24,7 °C à Kuujjuaq et de -23,3 °C à Kuujjuarapik alors que la température moyenne au mois de juillet est de 11,8 °C et de 11,1 °C, respectivement (Environnement et Changement climatique Canada, 2018a, 2018 b). Par comparaison, la température moyenne au mois de janvier à Montréal est de -9,7 °C et celle au mois de juillet est de 21,2 °C (Environnement et Changement climatique Canada, 2018c). Même les zones côtières ne sont pas épargnées puisque les étendues d'eau gèlent en hiver. Ces températures expliquent la présence de pergélisol continu sur une importante proportion du territoire (L'Hérault et al., 2013). Cependant, le réchauffement climatique, plus important dans les régions nordiques, entraîne le dégel de ces sols et met à risque les infrastructures qui y sont construites (ministère des Ressources naturelles et de la Faune, 2010). La figure de l'annexe 1 présente l'écart entre les températures hivernales moyennes de la région entre 1971 et 2000 et les projections climatiques pour 2080 réalisées à partir d'un scénario de fortes émissions mondiales de GES. Étant donné l'importance de ces changements, les données climatiques historiques ne suffisent plus pour planifier le développement de cette région et les projections doivent nécessairement être prises en compte.

Par ailleurs, de par sa nordicité, le niveau d'ensoleillement au Nunavik varie grandement en fonction de la saison. Par exemple, à Kuujjuaq situé au niveau du 58<sup>e</sup> parallèle, le jour le plus long est d'un peu plus de 18 h alors que le jour le plus court est d'un peu moins de 6 h 30 (Weather Spark, s. d.). Cet écart saisonnier est évidemment encore plus marqué dans les régions plus nordiques du Nunavik.

Le réseau hydrographique du Nunavik est très développé. On y retrouve des rivières, des lacs de petite et de grande taille ainsi que de fjords. Les rivières d'importance de cette région sont la rivière George, la rivière Koksoak, la rivière à la Baleine, la rivière aux Feuilles, la rivière De Pas, la rivière Caniapiscau et la rivière Arnaud. Les plus grands lacs sont le lac Wiyâshâkimî (lac à l'Eau Claire), le lac Tasiujaq (lac Guillaume-Delisle), le lac Couture et le lac Bienville (ministère des Ressources naturelles et de la Faune, 2010). Malgré ce grand réseau hydrographique, la quantité de précipitations au Nunavik est généralement plus faible que celle du sud du Québec. Par exemple, les précipitations moyennes sont de 541,7 millimètres à Kuujjuaq et de 660,9 à Kuujjuarapik contrairement à 1000,4 à Montréal (Environnement et Changement climatique Canada, 2018a, 2018 b, 2018c). De plus, les précipitations au Nunavik sont surtout concentrées lors de l'été.

Deux écorégions sont présentes au Nunavik : la taïga au sud et la toundra au nord (Berteaux, Casajus et de Blois, 2014).

La taïga qui fait partie de la forêt boréale représente la transition entre celle-ci et la toundra, dénudée d'arbres. Elle comporte un nombre impressionnant de lacs et l'on y retrouve aussi plusieurs milieux humides et tourbières. Selon L'Hérault et al. (2013), le sud de la taïga du Nunavik est couvert de pergélisol sporadique alors que le nord est couvert de pergélisol continu. La taïga repose sur le Bouclier canadien et l'érosion causée par la dernière ère glaciaire y a seulement laissé une mince couche de terre. L'érosion a même découvert la roche en de nombreux endroits (Berteaux et al., 2014). Les hivers froids et longs, la présence de pergélisol, la variation saisonnière d'ensoleillement et la forte présence de roches dénudées sont tous des facteurs qui contribuent à la courte saison de croissance et à la faible productivité biologique de cette écorégion. La forêt clairsemée est composée en majorité de résineux comme l'épinette blanche, l'épinette noire et le pin gris et en minorité de feuillus comme le peuplier baumier, le faux-tremble et le bouleau à papier (Berteaux et al., 2014 ; ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, s. d.). La flore est également composée de lichen et de mousse.

La toundra est couverte de pergélisol continu dont l'épaisseur peut atteindre plusieurs centaines de mètres (L'Hérault et al., 2013). Cette région est caractérisée par l'absence de couvert forestier. La flore très pauvre est composée d'arbustes nains, de lichens, de mousses, de graminées et d'éricacées (Berteaux et al., 2014 ; Gagnon, 2004).

La faune du Nunavik est adaptée à ses conditions climatiques rigoureuses et à sa flore limitée (Gagnon, 2004). Cependant, le nombre d'espèces de mammifères et d'oiseaux sédentaires diminue grandement lorsqu'on dépasse la limite forestière en direction de la toundra (Pituvik Landholding Corporation, 2010).

Une vingtaine de mammifères terrestres sont présents sur le territoire, dont cinq grands mammifères : le caribou, le bœuf musqué, l'ours blanc, l'ours noir et le loup gris (Pituvik Landholding Corporation, 2010). On y trouve aussi, entre autres, le renard arctique, le lièvre arctique et le lemming d'Ungava (Gagnon, 2004).

Les espèces d'oiseaux les plus abondantes ou représentatives du Nunavik sont la bernache du Canada, l'oie des neiges, la harelde kakawi, la buse pattue, le faucon gerfaut, le lagopède alpin, le harfang des neiges, le bruant hudsonien, le bruant à couronne blanche, le bruant lapon, le sizerin flammé, l'eifer à duvet et le guillemot de Brünnich (ministère des Forêts, de la Faune et des Parcs, s. d. ; Pituvik Landholding Corporation, 2010). Cependant, plusieurs espèces aviaires présentes sur le territoire ne s'y trouvent qu'une partie de l'année et migrent vers le sud à l'automne. L'espèce la plus représentative de ces migrations est la bernache du Canada.

Plusieurs mammifères marins sont aussi présents au Nunavik tels le béluga, le morse, le narval et le phoque annelé. Les espèces de poissons les plus importantes sur le territoire sont la morue franche, l'omble chevalier, l'omble de fontaine, le saumon atlantique et le touladi (ministère des Forêts, de la Faune et des Parcs, s. d.).

Finalement, le sous-sol du Nunavik est riche en ressources naturelles. Il renferme de nombreux gisements de cuivre, d'or, de zinc, de nickel et d'argent (ministère des Ressources naturelles et de la Faune, 2010). L'exploitation de ces ressources minérales constitue donc une des industries les plus importantes de cette région. En 2016, la valeur des livraisons minérales provenant du Nord-du-Québec, territoire de 707 164 km<sup>2</sup> regroupant le Nunavik et la Jamésie, représentait 2,24 milliards de dollars (G\$), soit 27,6 % de la valeur totale des livraisons minérales québécoises (Institut de la statistique du Québec, 2018).

## **1.2 Contexte social**

Le contexte social du Nunavik est différent de celui du reste de la province et il doit nécessairement être pris en compte lors des choix énergétiques afin de refléter la réalité locale.

### **1.2.1 Population**

Quatorze communautés inuites occupent ce territoire : Akulivik, Aupaluk, Inukjuak, Ivujivik, Kangiqsualujjuaq, Kangiqsujuaq, Kangirsuk, Kuujjuaq, Kuujjuarapik, Puvirnituq, Quaqtaq, Salluit, Tasiujaq et Umiujaq ainsi qu'une communauté crie : Whapmagoostui.<sup>1</sup> Les quatorze villages nordiques et le village cri sont tous situés sur la côte ou sur les berges d'une rivière et leur taille varie entre 209 habitants pour Aupaluk et 2754 habitants pour Kuujjuaq (Statistique Canada, 2019). La population totale du Nunavik en 2016 atteignait 14 172 personnes et, comme le montre le tableau 1.1, la croissance démographique y est bien plus grande que la moyenne québécoise. En effet, la croissance moyenne entre

---

<sup>1</sup> Les terres de catégorie I de Kawawachikamach, un village naskapi, sont aussi situées sur le territoire du Nunavik. Cependant, ce village est alimenté par le réseau électrique provenant de la ville de Schefferville située à 15 km de distance (Nation Naskapi de Kawawachikamach, 2007). Puisque Schefferville est localisée sous le 55<sup>e</sup> parallèle, son réseau alimentant aussi Kawawachikamach ne sera pas inclus dans cet essai.



2011 et 2016 était de 9,3 % pour l'ensemble du Nunavik, allant jusqu'à 16,0 % à Kuujuaq, alors qu'elle n'était que de 3,3 % pour l'ensemble du Québec.

**Tableau 1.1 : Évolution de la population du Nunavik entre 2011 et 2016** (inspiré de : Statistique Canada, 2019)

<b>Village</b>	<b>Population 2011</b>	<b>Population 2016</b>	<b>Croissance (%)</b>
Akulivik	615	633	2,9
Aupaluk	195	209	7,2
Inukjuak	1 597	1 757	10,0
Ivujivik	370	414	11,9
Kangiqsualujuaq	874	942	7,8
Kangiqsujuaq	696	750	7,8
Kangirsuk	549	567	3,3
Kuujuaq	2 375	2 754	16,0
Kuujuarapik	657	686	4,4
Puvirnituq	1 692	1 779	5,1
Quaqtaq	376	403	7,2
Salluit	1 347	1 483	10,1
Tasiujaq	303	369	21,8
Umiujaq	444	442	-0,5
Whapmagoostui	874	984	12,6
<b>Total du Nunavik</b>	<b>12 964</b>	<b>14 172</b>	<b>9,3</b>

Les populations inuites occupent le territoire du Nunavik depuis plus de 4 000 ans et les premiers contacts avec les Européens ont eu lieu dès 1610. Ces contacts, principalement avec des missionnaires anglicans, des explorateurs et des baleiniers sont restés épisodiques jusqu'à la fin des années 1800 avec l'arrivée des marchands de fourrures et des représentants de la Compagnie de la Baie d'Hudson (Société Makivik, 2018). Historiquement, ces communautés étaient nomades et se déplaçaient en traîneau à chiens (Groupe-cadre de Parnasimautik, 2014 ; Radio-Canada, 2011). L'hiver, plusieurs familles se rassemblaient dans des campements et se nourrissaient principalement de caribou, de phoque et de poissons. L'été, elles se dispersaient le long des côtes et des rivières et se nourrissaient d'oiseaux migrateurs, de poissons, de mammifères marins et de petits fruits (Girard et al., 2012 ; Groupe-cadre de Parnasimautik, 2014). Les populations inuites se sont cependant sédentarisées vers les années 1950, majoritairement à l'emplacement

des anciens postes de traite (Girard et al., 2012 ; Groupe-cadre de Parnasimautik, 2014). Cette transition a évidemment bouleversé leur mode de vie traditionnel.

Aujourd'hui, ces communautés demeurent isolées du reste du Québec puisque les seuls moyens de s'y rendre sont le bateau et l'avion. Cependant, même le transport maritime s'arrête l'hiver et le printemps à cause des glaces. Cet isolement augmente grandement le coût du transport pour l'importation des biens divers : aliments, carburants, matériaux de construction, etc. Par exemple, pour la saison 2019, l'entreprise Desgagnés Transarctik Inc. (2019) chargeait 643 \$ pour transporter un conteneur de 20 pieds du port de Sainte-Catherine, en banlieue de Montréal, vers un des 14 villages nordiques et 760 \$ pour le retourner vide. Les contraintes liées au transport doivent aussi être prises en compte lors de la planification de travaux d'importance.

### **1.2.2 Organisation politique**

Le Nunavik ne fait partie du Québec que depuis 1912. Auparavant, ce territoire était connu sous le nom du district de l'Ungava, propriété du Canada. Aujourd'hui, le Nunavik fait partie avec Eeyou Istchee Baie-James de la région administrative du Nord-du-Québec. L'organisation politique de cette région découle en grande partie de la Convention de la Baie-James et du Nord québécois (CBJNQ), conclue en 1975 par sept signataires : le gouvernement du Québec, la Société d'énergie de la Baie James, la Société de développement de la Baie-James, HQ, le Grand conseil des Cris du Québec, l'Association des Inuit du Nouveau-Québec et le gouvernement du Canada. Ce traité a conféré de nouveaux pouvoirs aux Inuits et aux Cris, notamment en matière de santé, d'éducation, de gestion de la faune, de participation au processus d'évaluation et d'examen environnemental, etc. Toutefois, en contrepartie, ils ont cédé la propriété du territoire au gouvernement provincial, à l'exception des terres de catégorie I qui entourent les communautés. Plus récemment, une autre entente a renforcé les liens de coopération entre le gouvernement du Québec et les Inuits du Nunavik. Il s'agit de l'entente de partenariat sur le développement économique et communautaire au Nunavik (Société Makivik, Administration régionale Kativik [ARK], et Gouvernement du Québec. 2002) mieux connue comme l'Entente Sanarrutik, signée en 2002, peu après la signature de la Paix des Braves avec la nation crie. Celle-ci concerne le développement hydroélectrique, minier et touristique de la région ainsi que le développement économique de celle-ci.

La Société Makivik, créée lors de la signature de la CBJNQ, représente la société inuite auprès des gouvernements provinciaux et fédéraux. Elle reçoit, administre, distribue et investit les compensations pécuniaires provenant de la CBJNQ. Sa mission est, entre autres, de favoriser le développement

socioéconomique des villages nordiques, d'améliorer les conditions de logement au Nunavik et de promouvoir le mode de vie, la langue et les valeurs traditionnelles des Inuits. Makivik est par ailleurs propriétaire de nombreuses entreprises qui bénéficient au développement économique de la région. Parmi celles-ci on retrouve First Air et Air Inuit, transporteurs aériens pour des dizaines de communautés nordiques canadiennes ; Hulutik, principal fournisseur de mazout, d'essence et de carburant pour avion à Kuujuaq ainsi qu'Énergies Tarquti, détenue en coparticipation avec la Fédération des coopératives du Nouveau-Québec (FCNQ), ayant pour but de favoriser le développement d'énergies renouvelables au Nunavik. (Société Makivik, 2018)

La signature de la CBJNQ a aussi mené à la création de l'ARK en 1978 avec la *Loi sur les villages nordiques et l'Administration régionale Kativik*. Son but est d'offrir des services publics aux Nunavimmiut. Elle conseille donc les 14 villages nordiques quant aux affaires juridiques, à la gestion et à la comptabilité municipales, à l'aménagement et au développement du territoire, à l'ingénierie et au transport collectif (ARK, 2017). De plus, elle a le rôle d'une municipalité à l'extérieur des villages nordiques.

La FCNQ, fondée en 1967, est le regroupement des coopératives de chacun des villages nordiques. Il s'agit d'un autre acteur incontournable de la région puisqu'elle est un moteur économique du Nunavik. Pour preuve, la FCNQ est le plus grand employeur non gouvernemental de la région avec plus de 400 employés permanents et 140 employés saisonniers, sans compter les employés à Montréal. En plus des magasins de vente au détail, les coopératives offrent aussi d'autres services comprenant des bureaux de poste, des services bancaires, la gestion d'hôtels et le marketing de l'art inuit (FCNQ, 2018). Elle est aussi impliquée dans le domaine énergétique au Nunavik par sa coparticipation dans les Énergies Tarquti et par sa division de distribution de produits pétroliers vendant annuellement plus de 50 millions de litres de diesel et d'autres produits pétroliers pour la production d'électricité, le chauffage des bâtiments et le transport (Société Makivik, 2018). Ce secteur représente d'ailleurs une partie substantielle de son chiffre d'affaires (Harbour-Marsan, 2018).

Évidemment, le village cri de Whapmagoostui relève d'une structure administrative différente puisqu'il est relié à la nation crie.

### **1.2.3 Logement**

Très peu de Nunavimmiut sont propriétaires de leurs logements. En effet, seulement 3,0 % de ceux-ci possédaient leur logement en 2011, contrairement à 61,2 % pour l'ensemble des Québécois (Duhaime et al., 2015). En effet, 90 % de la population du Nunavik réside dans un logement administré par l'Office Municipal d'Habitation Kativik (OMHK) dont le parc d'habitation comptait 3 144 unités en décembre 2016 (OMHK, 2017b). En 2011, 31,4 % des logements du Nunavik nécessitaient des réparations majeures contrairement à 7,2 % pour l'ensemble du Québec (Duhaime et al., 2015). Normalement, un haut taux de location a des répercussions sur les possibilités d'implantation de mesures d'efficacité énergétique. En effet, les propriétaires sont moins portés à investir dans ce domaine puisque ce sont généralement les locataires qui défraient les coûts d'utilisation de l'énergie (Cherniak, Dufresne, Keyte, Mallet et Schott, 2015 ; Comité d'experts sur la compétitivité de l'industrie canadienne et l'utilisation de l'énergie, 2014). Cependant, au Nunavik, l'OMHK paie la facture d'électricité à HQ et inclut par la suite ces coûts dans le loyer de ses locataires (HQD, 2019d).

Le Nunavik connaît un manque chronique de logements qui entraîne un surpeuplement de ceux-ci. En 2011, 26,1 % des logements du Nunavik étaient surpeuplés contrairement à 1,3 % des logements québécois (Duhaime et al., 2015). Le nombre de personnes par logement (3,9) y est presque deux fois supérieur à celui observé dans le reste du Québec (2,2) (ministère de l'Emploi et de la Solidarité sociale, 2011). Selon l'OMHK (2017a), « environ mille ménages espèrent avoir un logement alors que seulement une centaine de logements sont construits chaque année. » Étant donné cette situation, il est possible de comprendre que certaines mesures d'efficacité énergétique rentables, mais nécessitant un investissement initial supérieur puissent être délaissées aux profits de la création d'un plus grand nombre de logements.

Évidemment, la saison de construction de nouveaux logements est aussi limitée par les conditions climatiques. Marie-France Brisson, directrice générale de l'OMHK, affirme qu'en 2018 « il n'y a eu pratiquement aucun été. Dans les villages les plus au nord, comme Salluit et Ivujivik, l'été a duré à peu près deux semaines. » (Pelletier-David, 2019)

### **1.2.4 Scolarité et emploi**

Le niveau de diplomation au Nunavik est largement inférieur à celui du reste du Québec. Même au niveau des Nunavimmiut, celui-ci est largement inférieur chez les Inuits que chez les non-Inuits. En effet, en 2011, 68,8 % des Inuits de 15 ans et plus ne détenaient aucun diplôme contre 6,7 % des non-Inuits. Pour cette même tranche de population, 14,5 % détenaient un diplôme secondaire contre 8,6 %,

respectivement et seulement 1,0 % détenaient un baccalauréat ou un diplôme supérieur contre 46,9 %, respectivement (Duhaime et al., 2015). De plus, la région connaît un manque chronique de personnel enseignant et aucun établissement d'éducation supérieure ne se trouve sur le territoire du Nunavik. Les Nunavimmiut voulant fréquenter le cégep ou l'université doivent donc déménager dans le sud du Québec, généralement dans la région de Montréal (Kativik Ilisarniliriniq, 2019).

Conséquemment, au Nunavik, le revenu des Inuits est généralement largement inférieur à celui des non-Inuits. En 2010, le revenu médian annuel après impôt était de 20 150 \$ contre 56 889 \$, respectivement (Duhaime et al., 2015). En effet, les emplois les mieux rémunérés dans la région sont occupés par des travailleurs du Québec méridional détenant une plus haute scolarité. Les primes d'éloignement que ces derniers reçoivent parfois contribuent aussi à leur salaire plus élevé.

L'isolement des communautés, leur petite taille et le faible taux de diplomation limitent la disponibilité de main-d'œuvre locale qualifiée pour les entrepreneurs mandatés de la réalisation de projets énergétiques au Nunavik. Certains membres des communautés sont toutefois employés par HQD pour l'exploitation et l'entretien de ses réseaux. (HQD, 2011a)

### **1.2.5 Alimentation**

Historiquement, les populations inuites étaient autosuffisantes sur le plan alimentaire grâce aux activités de chasse, de pêche et de cueillette. La sédentarisation et la forte concentration de polluants chez certaines espèces animales sont cependant deux facteurs ayant contribué à la diminution de ces activités traditionnelles (Girard et al., 2012). L'importation d'aliments a conséquemment augmenté. En raison des grandes distances séparant les villages nordiques du reste du pays, le prix des aliments y est largement supérieur. En effet, Duhaime et al. (2015) calculent que le prix des aliments au Nunavik en 2013 était 57 % plus élevé que dans le reste de la province. Cet écart était aussi présent pour les produits d'entretien ménager (103 %) et pour les produits de soins personnels (50 %). Ces prix élevés, combinés au haut de chômage et au faible revenu moyen, contribuent à l'insécurité alimentaire. Selon l'Enquête de santé auprès des Inuits du Nunavik réalisée en 2004, environ une personne sur quatre (24 %) déclarait avoir connu de l'insécurité alimentaire au cours du mois précédant l'enquête. Cette proportion était encore plus grande pour les populations de la côte de l'Hudson (32 %) (Régie régionale de la santé et des services sociaux du Nunavik en collaboration avec l'Institut national de santé publique du Québec, 2011). Le changement de régime alimentaire est aussi lié à des problèmes de santé publique puisque la consommation d'une grande quantité de nourriture transformée et sucrée additionnée à un style de vie

moderne plus sédentaire a mené à des taux élevés de diabète et d'obésité chez les Inuits (Girard et al., 2012).

### **1.3 Contexte énergétique actuel**

Le contexte énergétique du Nunavik est très loin de celui du reste du Québec et se rapproche davantage de celui d'autres régions nordiques.

#### **1.3.1 Production d'électricité**

Les quinze communautés du Nunavik sont desservies en électricité par quatorze centrales appartenant à HQD étant donné qu'une seule centrale alimente les communautés voisines de Kuujjuarapik et de Whapmagoostui. Aucune d'elles n'est reliée au réseau intégré d'HQ. Elles constituent donc des réseaux autonomes. La localisation des réseaux autonomes québécois est représentée sur la figure de l'annexe 2 et leur production est consignée dans le tableau 1.2. Contrairement au réseau intégré qui est presque entièrement alimenté par de l'hydroélectricité, tous les réseaux autonomes du Nunavik sont alimentés par du diesel et émettent donc beaucoup plus de GES par unité d'électricité produite. En fait, en 2018, l'ensemble des 22 réseaux autonomes du Québec, alimentant environ 35 000 habitants, a produit 230 434 tonnes d'équivalent CO<sub>2</sub> alors que l'ensemble des centrales reliées au réseau intégré n'en a émis que 4 006 (HQ, 2019c). Considérant que les émissions totales de GES au Québec étaient de 78,6 mégatonnes d'équivalent CO<sub>2</sub>, en 2016 (ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, 2018), la production d'électricité pour les 22 réseaux autonomes représentait environ 0,29 % de ces émissions.

**Tableau 1.2 : Production et vente d’électricité des réseaux autonomes du Nunavik en 2017** (inspiré de : HQD, 2018a, p.57)

<b>Centrale</b>	<b>Production (GWh)</b>	<b>Services auxiliaires, pertes et usages interne (GWh)</b>	<b>Ventes (GWh)</b>
Akulivik	3,3	0,1	3,2
Aupaluk	2,0	0,1	1,9
Inukjuak	10,3	0,5	9,8
Ivujivik	2,6	0,1	2,5
Kangiqsualujjuaq	5,1	0,4	4,6
Kangiqsujuaq	4,9	0,3	4,6
Kangirsuk	3,7	0,3	4,6
Kuujjuaq	20,2	0,7	19,5
Kuujjuarapik	12,1	0,7	11,4
Puvirnituq	11,8	0,5	11,3
Quaqtaq	2,8	0,2	2,6
Salluit	8,5	0,8	7,6
Tasiujaq	2,7	0,3	2,4
Umiujaq	3,2	0,3	2,9
<b>Total du Nunavik</b>	<b>93,1</b>	<b>5,4</b>	<b>87,8</b>

Par ailleurs, l’éloignement de ces réseaux et leur utilisation de carburants fossiles qui doivent être importés contribuent à leur coût de fonctionnement très élevé. En 2018, le déficit prévu pour l’ensemble des réseaux autonomes d’HQD est de 208,2 M\$ puisque chaque kilowattheure y est vendu à perte. En 2019, au Nunavik, le déficit estimé s’élève à 38,9 M\$ avec des coûts de service de 43,7 M\$ et des revenus de seulement 4,8 M\$ (HQD, 2019b). Si aucun changement n’est apporté, la croissance démographique mentionnée précédemment pourrait se traduire par une augmentation de ce déficit, car HQD (2016) estime que la croissance des besoins au Nunavik entre 2016 et 2026, tant en énergie qu’en puissance, sera la plus élevée de tous les territoires desservis par des réseaux autonomes.

Cette croissance aura aussi un impact sur la capacité des centrales en place à répondre aux besoins des populations qu’elles desservent. Le tableau 1.3 tiré du plan d’approvisionnement 2017-2026 des réseaux autonomes d’HQD démontre que plusieurs centrales du Nunavik seront en déficit de puissance si l’on tient compte de ses critères de planification. Ces critères visent à assurer une alimentation continue d’électricité

même en cas de problème technique. Les centrales doivent donc être en mesure de répondre à 90 % de la demande de puissance même si leur groupe le plus puissant est en panne. Selon les prévisions, d'ici 2023-2024, huit centrales du Nunavik ne seront plus en mesure de respecter ce critère si aucune modification n'est apportée.

**Tableau 1.3 : Bilan de puissance des réseaux autonomes après application du critère de planification**  
(tiré de : HQD, 2016, p.9)

BILAN DE PUISSANCE PAR RÉSEAUX APRÈS APPLICATION DU CRITÈRE DE PLANIFICATION										
en kW	2016 - 2017	2017 - 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026
<b>Îles-de-la-Madeleine</b>										
Cap-aux-Meules	8 860	8 740	8 600	8 460	8 330	8 200	8 100	8 010	8 000	8 020
L'Île-d'Entrée	490	490	490	480	480	480	480	480	480	480
<b>Nunavik</b>										
Akulivik	420	400	380	360	340	310	290	270	250	230
Aupaluk	30	20	0	(10)	(30)	(40)	(50)	(60)	(70)	(80)
Inukjuak	410	360	320	270	220	180	130	80	40	(12)
Ivujivik	40	30	10	0	(20)	(30)	(40)	(50)	(70)	(80)
Kangiqsualujuaq	110	90	70	40	20	0	(20)	(50)	(70)	(90)
Kangiqsujuaq <sup>(1)</sup>	980	950	930	910	890	870	860	840	820	800
Kangirsuk	110	100	90	80	60	50	40	30	20	10
Kuujuaq	450	350	240	140	30	(70)	(170)	(270)	(370)	(460)
Kuujuarapik <sup>(1)</sup>	1 680	1 640	1 600	1 560	1 520	1 480	1 440	1 410	1 370	1 340
Puvimittuq	450	380	300	220	140	70	0	(60)	(130)	(190)
Quaqtaq	40	10	(10)	(30)	(50)	(70)	(80)	(100)	(120)	(140)
Salluit	20	(20)	(50)	(90)	(130)	(160)	(190)	(230)	(260)	(290)
Tasiujaq <sup>(1)</sup>	490	480	480	470	460	450	440	430	430	420
Umiujaq	0	(20)	(30)	(50)	(70)	(90)	(110)	(120)	(140)	(150)
<b>Basse-Côte-Nord</b>										
Lac Robertson	1 860	1 750	1 660	1 580	1 520	1 470	1 430	1 400	1 380	1 360
La Romaine	540	500	470	450	430	400	380	360	330	310
Port-Menier	410	400	390	380	370	360	350	350	340	330
<b>Schefferville</b>										
Schefferville <sup>(1)</sup>	1 920	1 710	1 480	1 250	1 020	840	660	500	350	220
<b>Haute-Mauricie</b>										
Clava	30	30	20	20	20	20	20	20	20	20
Obedjiwan <sup>(2)</sup>	540	490	440	400	350	310	260	220	180	140

1. Avec génératrices mobiles pour assurer le respect du critère de fiabilité.  
2. Inclut l'option d'électricité interruptible.

D'un autre côté, l'utilisation du diesel représente actuellement une opportunité d'affaires pour certains acteurs du Nunavik. Par exemple, pour la corporation foncière Nayumivik de Kuujuaq (2013), la location de ses réservoirs à Nunavik Petro, filière de la FCNQ, représentait 68,5 % de ses revenus en 2013. De son côté, lors de l'année 2017-2018, Halutik inc., filière de Makivik, a livré plus de 11,5 millions de litres de



mazout et de diesel aux résidences, aux immeubles de Kuujuaq ainsi qu'à la centrale d'HQ (Société Makivik, 2019). Une réduction de l'utilisation de diesel pour la production d'électricité au Nunavik aurait ainsi des impacts financiers locaux conséquents. Afin d'être acceptés par toutes les parties prenantes, les projets d'intégration d'énergies renouvelables devraient être en mesure de compenser les pertes financières des acteurs tirant profit de la distribution de produits pétroliers.

De plus, la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables a déjà été étudiée au Nunavik et certains projets sont même déjà en place. Par exemple, HQ a récemment intégré 69 panneaux solaires au réseau d'électricité de Quaqtaq afin de réduire l'utilisation du diesel. Depuis le projet-pilote infructueux d'éolienne à Kuujuaq en 1986 (HQ, s. d.), le potentiel éolien du Nunavik a aussi fait l'objet de nombreuses études de la part de l'entreprise sans toutefois la mener à ériger une nouvelle installation. Finalement, un projet de petite centrale hydroélectrique pour alimenter le village d'Inukjuak est actuellement analysé par la Régie de l'énergie. Ces projets d'intégration d'énergie renouvelable au Nunavik seront détaillés dans les sous-sections respectives du chapitre 4.

Finalement, il est pertinent de mentionner qu'au moins trois projets miniers existent sur le territoire du Nunavik qui doivent tous, à la manière des réseaux autonomes, subvenir à leurs propres besoins électriques (Régie régionale de la santé et des services sociaux du Nunavik, s. d.). Plusieurs autres projets miniers sont aussi présentement à l'étude et pourraient voir le jour dans les prochaines années. Bien que les projets miniers sortent du cadre de l'analyse de cet essai, ceux-ci évoluent dans le même contexte géographique et leurs avancées peuvent être une source d'inspiration pour l'alimentation électrique des communautés voisines. Par exemple, la minière Raglan a récemment mis en fonction deux éoliennes lui permettant de répondre partiellement à sa demande électrique. Ce projet sera lui aussi détaillé dans le chapitre 4. Des projets de développement d'énergie renouvelable pour les communautés pourraient même être développés conjointement avec les minières comme souhaite le faire la mine Agnico Eagles au Nunavut (Thompson, 2019, 29 mai).

### **1.3.2 Autres sources d'énergie**

L'électricité n'est évidemment pas la seule forme d'énergie utilisée au Nunavik. En fait, l'électricité n'est pas utilisée pour le chauffage des résidences et de l'eau comme c'est souvent le cas dans le sud du Québec. Chaque immeuble est plutôt muni d'une chambre mécanique où est installée une chaudière ou une fournaise au mazout répondant à ces besoins. Cette différence est justifiée par l'écart de rendement entre les centrales au diesel d'HQ qui varie entre 30 et 35 % après les pertes dans le réseau de distribution

et celui des systèmes de chauffage central au mazout résidentiels souvent supérieur à 70 % ou 80 % (Cherniak et al., 2015 ; HQD, 2019e). Puisque ces dernières ont un rendement calorifique de deux à trois fois plus élevé que des plinthes électriques alimentées par les centrales en place (Chaire de recherche TERRE, 2013), il ne serait pas logique d'un point de vue environnemental d'utiliser l'électricité des centrales au diesel pour chauffer l'eau et les résidences du Nunavik. C'est d'ailleurs pourquoi les usages thermiques de l'électricité ne devraient pas être facturés au tarif de la première tranche, sauf exception. Pourtant, lors d'audits énergétiques de 78 résidences en 2014 et 2018 réalisées par la firme Legault-Dubois pour HQD (2019e), 9 % des habitations disposaient d'un chauffage d'appoint électrique à l'intérieur des espaces habitables. Par ailleurs, un programme de subvention du carburant destiné au chauffage et à l'entretien et à la réparation des équipements qui y sont reliés est en place (Société Makivik, 2018). Cette subvention, administrée par Makivik, permet de réduire les coûts de la vie ainsi que de dissuader l'utilisation de l'électricité comme chauffage d'appoint. En revanche, elle vient s'ajouter au déficit d'exploitation des réseaux autonomes mentionné précédemment.

Bien que l'utilisation de systèmes de chauffage central plutôt que d'électricité pour les besoins de chauffage soit justifiée, il est important de souligner que cette délocalisation engendre d'autres types de problèmes environnementaux. Comme le souligne Véronique Gilbert, directrice adjointe Territoire et environnement pour l'ARK, (conversation téléphonique, 14 août 2019) le déversement accidentel d'huile de chauffage devant être acheminée par camion à chaque édifice est un problème récurrent au Nunavik. Ces déversements contaminent les sols et peuvent alors retarder la construction de nouvelles habitations. Elle souligne aussi que l'entretien des milliers de systèmes de chauffages à l'huile devrait être fait de manière exemplaire, mais que ce n'est malheureusement pas le cas, augmentant ainsi les risques de déversement tout en réduisant le rendement théorique des chaudières et fournaies. Madame Gilbert souligne que l'utilisation du mazout comme source de chauffage oblige l'OMHK à construire des salles mécaniques dont le coût n'est pas négligeable. Elle rapporte que Makivik estime que chacune de ces salles représente environ 70 000 \$, somme qui pourrait servir à réduire le déficit de logements.

D'autres produits pétroliers sont aussi utilisés dans cette région afin d'alimenter les véhicules. L'essence est également subventionnée afin de compenser les coûts additionnels engendrés par le transport du carburant et par la gestion des stocks entre les ravitaillements annuels. Cette subvention de l'ordre de 0,40 \$ par litre octroyée par l'ARK et Makivik pour les bénéficiaires inuits de la CBJNQ permet de favoriser les activités traditionnelles de chasse et de pêche. (Société Makivik, 2018)

### 1.3.3 Consommation électrique et tarifs d'électricité

Un des buts de la nationalisation de l'électricité au Québec était d'assurer un tarif uniforme sur l'ensemble du territoire. L'article 52.1 de *Loi sur la Régie de l'énergie* stipule ainsi que :

« La tarification doit être uniforme par catégorie de consommateurs sur l'ensemble du réseau de distribution d'électricité, à l'exception toutefois des réseaux autonomes de distribution situés au nord du 53<sup>e</sup> parallèle. »

Cette uniformité ne vaut donc pas pour les réseaux autonomes nordiques. En effet, le tarif d'électricité pour usage domestique au nord du 53<sup>e</sup> parallèle, à l'exclusion du réseau de Schefferville, est le tarif DN. Le tableau 1.4 compare le tarif DN au tarif D, le tarif domestique applicable au reste de la province. Il permet de constater que le tarif de la première tranche de consommation est le même dans les deux régions, mais que celui de la deuxième tranche est environ 4,4 fois plus dispendieux au nord du 53<sup>e</sup> parallèle. Cette différence tarifaire s'explique par la différence de coûts de production et de distribution mentionnés précédemment. Bien qu'il soit plus élevé, le tarif DN ne permet pas de couvrir tous les coûts qui y sont reliés. Cette situation est à l'origine du déficit récurrent des réseaux autonomes du Nunavik devant être comblé par les revenus du réseau intégré. Le « pacte social » (HQ, s. d.) à l'origine de la création d'HQ justifie l'interfinancement dont bénéficient les réseaux autonomes nordiques. Par ailleurs, la différence tarifaire devrait continuer à augmenter puisqu'HQ a obtenu l'autorisation de la Régie de l'énergie d'augmenter le tarif de la deuxième tranche de consommation du tarif DN « au rythme de 8 % par année, en sus de la hausse moyenne des tarifs domestiques, et ce, jusqu'à l'atteinte du coût évité en réseaux autonomes au nord du 53<sup>e</sup> parallèle. » (ARK, 2018) De plus, entre 2017 et 2019, la Régie de l'énergie a permis à HQ de hausser progressivement le nombre de kilowattheures inclus dans la première tranche de consommation pour le tarif D de 30 kWh à 40 kWh afin de mieux refléter la consommation d'électricité jugée essentielle liée au chauffage électrique (HQ, s. d.). Cette modification ne s'applique toutefois pas au tarif DN puisque le mazout est utilisé comme source principale de chauffage.

**Tableau 1.4 : Tarifs d’électricité en vigueur le 1er avril 2019 pour les tarifs DN et D (inspiré de : HQ, 2019e)**

Service	Tarif DN	Tarif D
Redevance d’abonnement par jour compris dans la période de consommation	40,64 ¢	40,64 ¢
Le kilowattheure pour l’énergie consommée jusqu’à concurrence du produit de <u>30</u> kilowattheures par le nombre de jours de la période de consommation	6,08 ¢	-
Le kilowattheure pour l’énergie consommée jusqu’à concurrence du produit de <u>40</u> kilowattheures par le nombre de jours de la période de consommation	-	6,08 ¢
Le kilowattheure pour le reste de l’énergie consommée	41,43 ¢	9,38 ¢
Le kilowatt de puissance à facturer au-delà du seuil de facturation de la puissance	6,21 \$	Changement de tarif

Certains acteurs militent cependant pour que les communautés au nord du 53<sup>e</sup> parallèle aient elles aussi droit à 40 kWh au tarif de la première tranche. Par exemple, lors des audiences de la Régie de l’énergie portant sur l’établissement des tarifs d’électricité pour l’année tarifaire 2019-2020, l’ARK (2018) a fait valoir que, bien que la demande d’électricité au Nunavik soit réduite en raison de l’absence de chauffage électrique, elle diffère aussi de celle du Québec méridional sur d’autres aspects. Par exemple, l’ARK avance que la consommation par foyer plus élevée est notamment due au plus grand nombre d’électroménagers par logement en raison de la surpopulation de ceux-ci, au nombre limité d’heures d’ensoleillement, aux températures plus froides et à la conservation des produits de la chasse et de la pêche.

Malgré tout, 71 % des clients ne se trouvent jamais en situation de consommer dans la deuxième tranche tarifaire et ne sont donc jamais confrontés à ce tarif prohibitif comme le souligne le tableau 1.5 déclinant la répartition des abonnements au tarif DN.

**Tableau 1.5 : Répartition des abonnements au tarif DN par type de clients** (tiré de : HQD, 2019d, p.6)

Clients	Tous		Jamais en 2 <sup>e</sup> tranche		Parfois en 2 <sup>e</sup> tranche		Plus de 30 % en 2 <sup>e</sup> tranche	
	Nb	%	Nb	%	Nb	%	Nb	%
Administration régionale Kativik	175	3%	130	3%	39	3%	6	2%
Commission Scolaire Kativik	415	7%	329	7%	61	4%	25	8%
La Société Makivik	23	0%	21	0%	1	0%	1	0%
Office municipal d'habitation Kativik	4 392	70%	3 169	71%	1 035	70%	188	61%
Particuliers	333	5%	147	3%	163	11%	23	7%
Autres <sup>1</sup>	896	14%	658	15%	173	12%	65	21%
<b>Total</b>	<b>6 234</b>	<b>100%</b>	<b>4 454</b>	<b>71%</b>	<b>1 472</b>	<b>24%</b>	<b>308</b>	<b>5%</b>

<sup>1</sup> Les abonnements "Autres" sont des abonnements pour usage domestique dont le responsable n'est pas inclus dans les autres catégories.

Cette structure tarifaire peut avoir un impact considérable sur les plus grands consommateurs d'électricité comme les petites ou les moyennes entreprises et ainsi limiter le développement économique régional (Rodon et Therrien, 2017). Par exemple, la chaire de recherche industrielle TERRE (2013) donnait l'exemple d'une boulangerie qui aurait pu ouvrir à Kuujuaq afin de produire assez de pain pour répondre aux besoins du village ainsi que certains autres voisins dont la facture d'électricité serait presque quadruplée comparativement à une même consommation électrique au sud de la province rendant le projet non économiquement viable.

En théorie, la consommation moyenne d'électricité pour une maison disposant d'un système de chauffage central au mazout se répartit ainsi : appareils électroménagers (46 %), ventilation (16 %), usages extérieurs (13 %), éclairage (10 %) et autres appareils, tels les téléviseurs et les ordinateurs (10 %) (HQD, 2018b). Néanmoins, les audits énergétiques réalisés en 2014 et 2018 pour HQD (2019e) ont démontré des écarts importants entre cette consommation théorique et la consommation réelle puisque seulement 37 % des habitations avaient une consommation réelle qui se situe à plus ou moins 20 % de la consommation simulée. Ces écarts laissent présager que les habitudes de consommation des ménages influencent significativement la consommation énergétique réelle et que des mesures d'efficacité énergétique comportementales seraient adaptées au contexte. La consommation électrique au Nunavik est parfois plus difficile à évaluer qu'ailleurs puisque tous les compteurs actuellement en place sont à communication unidirectionnelle et ne sont lus qu'aux 60 jours environ (HQD, 2019c) contrairement aux compteurs de nouvelle génération déployés au Québec méridional qui transmettent la consommation électrique presque en temps réel.

## **1.4 Contexte réglementaire**

Comme expliqué précédemment, le contexte politique du Nunavik est différent de celui du reste du Québec. Évidemment, le contexte énergétique l'est tout autant. Cependant, les efforts de réductions de GES dans cette région s'imbriquent dans ceux décidés à plus grande échelle. Cette sous-section dresse un bref portrait des réglementations et des plans d'action pertinents au contexte de l'analyse de l'avenir énergétique de la région.

### **1.4.1 Politique énergétique 2030 du gouvernement du Québec**

Le gouvernement du Québec s'est engagé à réduire ses émissions de GES de 37,5 % sous le niveau de 1990 (ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, 2019a). Évidemment, afin de se matérialiser, cet objectif se doit d'être accompagné d'un plan d'action. C'est pourquoi le gouvernement du Québec a lancé en 2016 sous le gouvernement libéral de Philippe Couillard sa Politique énergétique à l'horizon 2030. Les principaux objectifs de cette Politique sont de :

« privilégier une économie faible en carbone, de mettre en valeur de façon optimale nos ressources énergétiques, de favoriser une consommation responsable, de tirer pleinement parti du potentiel de l'efficacité énergétique [et] de stimuler la chaîne de l'innovation technologique et sociale. »

La réduction des émissions de GES liées à la production et à la consommation électrique dans les réseaux autonomes du Nunavik, que ce soit par des mesures d'efficacité énergétique ou par l'utilisation d'énergies moins émettrices, suit donc les objectifs fixés au niveau provincial. D'ailleurs, dans sa Politique, le gouvernement souligne que :

« les bonnes pratiques observées ailleurs en matière de consommation et d'utilisation des ressources énergétiques renouvelables démontrent que l'on peut aller beaucoup plus loin en termes d'efficacité énergétique [...] et de réduction de la consommation des produits pétroliers dans notre quotidien. »

Afin de faciliter cette transition, le gouvernement entend mettre à la disposition des Québécois plus de 4G\$ pour des mesures d'efficacité énergétique et de substitutions d'énergie sur une période de 15 ans. Cette somme importante pourrait évidemment stimuler la transition énergétique étudiée dans cet essai. De plus, celle-ci a le potentiel de contribuer à quatre des cinq cibles fixées dans la Politique : l'amélioration de 15 % de l'efficacité avec laquelle l'énergie est utilisée, la réduction de 40 % de la quantité de produits pétroliers consommés, l'augmentation de 25 % de la production totale d'énergies renouvelables et

l'augmentation de 50 % de la production de bioénergie. Toutes ces cibles sont fixées par rapport à l'année 2013.

De surcroît, un volet de la Politique est dédié au Plan Nord vise à « mettre en valeur le potentiel minier, énergétique, social, culturel et touristique du territoire québécois situé au nord du 49° parallèle. » (Société du Plan Nord, s. d.) Dans ce volet, le gouvernement priorise le soutien aux « projets des communautés et des entreprises hors réseaux visant à convertir la production d'électricité à partir de combustibles fossiles par des sources d'énergies renouvelables. » Cette même priorité se retrouve même une deuxième fois à l'intérieur de la Politique. C'est pourquoi le gouvernement s'y engage à travailler « de concert avec les communautés autochtones pour définir les besoins et les solutions propres à chaque projet et à chaque collectivité » dans le cadre de relations de nation à nation.

Bref, le sujet de cet essai s'intègre totalement dans la Politique énergétique à l'horizon 2030 du gouvernement du Québec ainsi que dans son objectif de réduction d'émission de GES.

#### **1.4.2 Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques du Québec 2018-2023**

La Politique énergétique 2030 du gouvernement du Québec a mené à la création de la société Transition énergétique Québec en 2017. Conformément à la *Loi sur Transition énergétique Québec* et à la Politique de transition énergétique horizon 2030 du gouvernement, Transition énergétique Québec (TEQ) a déposé en 2018 le Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques 2018-2023.

Ce plan comporte six orientations stratégiques qui sont toutes applicables au contexte de cet essai : la reconnaissance de l'efficacité énergétique comme source prioritaire d'énergie ; la réduction de la dépendance du Québec aux produits pétroliers ; l'appui à l'innovation en énergie ; le développement du plein potentiel des énergies renouvelables ; le renforcement de la gouvernance ; et l'appui au développement économique.

Le plan a comme cibles de réduire de 5 % la consommation de produits pétroliers d'ici 2023 et de 40 % d'ici 2030 par rapport au niveau de 2013 pour l'ensemble du Québec. Bien que les réseaux autonomes ne consomment que 76 millions de litres de produits pétroliers par année (0,4 % de la consommation au Québec [Groupe de recommandations et d'actions pour un meilleur environnement, 2018]) pour subvenir à leurs besoins électriques, dont 25 millions au Nunavik, TEQ leur dédie une section de son plan. Dans cette section, l'organisme estime qu'il est difficile de prévoir exactement la réduction de consommation de

produits pétroliers dans les réseaux autonomes à l'horizon 2030, mais envisage tout de même une réduction de l'ordre de 15 % ou plus.

TEQ a comme objectif de bientôt définir des plans d'action spécifiques aux Premières Nations et aux Inuits afin de prendre en compte leurs réalités qui diffèrent de celle du reste du Québec. Puisque ceux-ci ne sont pas encore disponibles, le plan panquébécois peut servir de référence. À l'échelle provinciale, TEQ propose de miser sur l'efficacité énergétique qui permet de réduire les coûts énergétiques des organisations et des particuliers, de limiter la construction de nouvelles infrastructures et de réduire les émissions de GES et d'autres polluants. Il serait logique d'estimer que cette stratégie est aussi sinon plus valable dans les réseaux autonomes qui composent avec des sources d'électricité polluantes. Par ailleurs, le plan propose d'augmenter de 25 % la production d'énergies renouvelables et de 50 % celle des bioénergies. Ici aussi, il serait logique de croire que cette stratégie est envisageable pour les communautés nordiques.

Il faut noter que le gouvernement caquiste de François Legault a annoncé à l'été 2019 qu'il compte abolir TEQ afin que ses responsabilités soient transférées au ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, 2019 b). Au moment de la rédaction de cet essai, il est impossible de connaître l'avenir des programmes que l'organisme chapeautait.

#### **1.4.3 Plan stratégique HQ 2016-2020**

Face aux réalités climatiques et économiques des réseaux autonomes du Nunavik expliquées précédemment, HQ (2016) a prévu de progressivement faire la transition vers des sources d'énergie plus propres et moins chères dans son plan stratégique 2016-2020. La société d'État compte donc lancer des appels de propositions pour la conversion de l'alimentation de l'ensemble de ses réseaux autonomes à des sources d'énergie plus propres et moins chères d'ici 2020. Le calendrier de lancement des appels de proposition pour la conversion des réseaux autonomes est représenté dans la figure 1.2.



Conversion des réseaux autonomes		
Calendrier de lancement des appels de propositions		
ANNÉE	CENTRALE	HORIZON DE MISE EN SERVICE
En cours	Îles-de-la-Madeleine (éolien)	2020
2016	Kuujuarapik Tasiujaq Obedjiwan	2020
2017	Kangiqsujuaq La Romaine Salluit Umiujaq	2019 2020
2018	Inukjuak Kangiqsualujuaq Kuujuaq Puvirnituq	Après 2020
2019	Îles-de-la-Madeleine (conversion) Akulivik Ivujivik Kangirsuk Port-Menier	
2020	L'Île-d'Entrée Quaqtaq Clova Aupaluk	

**Figure 1.2 : Calendrier de lancement des appels de propositions pour la conversion des réseaux autonomes** (tiré de : HQ, 2016, p.24)

HQD (2018a) a établi quatre critères afin de juger les projets qui lui sont soumis : la fiabilité de l’approvisionnement électrique, l’acceptabilité sociale, la réduction des coûts d’approvisionnement et la réduction de l’empreinte environnementale. Elle souligne qu’elle est ainsi prête à retenir des projets qui réduisent ses coûts d’approvisionnement, mais qui ne présentent pas les meilleurs coûts parmi l’ensemble des solutions envisageables.

HQ est déjà dans le processus de recherche de solutions de remplacement afin de limiter ses émissions de GES et de réduire le déficit récurrent de ses centrales au Nunavik. Le dossier de conversion du réseau d’Inukjuak à l’hydroélectricité récemment déposé à la Régie en est un exemple. Cependant, cet essai, en offrant une analyse neutre de la situation, permet d’examiner ces décisions sous un nouvel angle.

#### 1.4.4 Engagements fédéraux

Le Canada (2019) s’est engagé à réduire d’ici 2030 ses émissions de GES de 30 % sous le niveau de 2005. Une des mesures phares pour l’atteinte de cet objectif est la taxe sur le carbone pour toutes les provinces n’ayant pas encore de mécanisme de taxation des émissions de GES. Puisque le Québec a déjà mis en place en 2013 son système de plafonnement et d’échange de droits d’émission, plus communément connu

comme sous l'appellation de « bourse du carbone », elle n'est pas soumise à cette nouvelle mesure fédérale.

Le Canada (2016) s'est aussi fixé des objectifs spécifiques aux communautés du Nord dans la Déclaration commune des dirigeants du Canada et des États-Unis sur l'Arctique. Dans ce document, le gouvernement fédéral s'engage à faire une coordination étroite « avec les gouvernements autochtones, étatiques, provinciaux et territoriaux et à [élaborer des] options novatrices en ce qui a trait au logement et à l'infrastructure » afin de mettre en place des solutions de rechange novatrices, renouvelables et efficaces au carburant diesel.

Afin de favoriser les efforts de réduction de la dépendance au diesel des communautés et des sites industriels éloignés et hors réseau au pays, le gouvernement fédéral a prévu 220 M\$ sur une période de six ans (Gouvernement du Canada, 2019b). Il s'est aussi engagé à verser 53,5 M\$ sur dix ans pour la réalisation de projets de production électrique et de chauffage dans les collectivités dépendantes du diesel (Gouvernement du Canada, 2019b). Ces sommes serviront au développement d'énergies renouvelables locales et à l'implantation de mesures d'efficacité énergétique. D'ailleurs, en août 2019, le gouvernement du Canada a octroyé 11 M\$ à HQ pour intégrer des technologies de stockage de batteries, des sources d'énergie renouvelable et de meilleurs systèmes de contrôle dans les réseaux autonomes du Nunavik (HQ, 2019b).

Bref, les efforts de transition énergétique au Nunavik concordent avec les objectifs fédéraux et peuvent même être financés par ce palier gouvernemental.

## **2. PORTÉE DE L'ANALYSE**

Plusieurs avenues sont envisageables pour la réduction des émissions de GES dans les communautés du Nunavik. Cependant, cet essai se concentrera sur les possibilités de réduction liées à la production et la consommation électrique. De ce fait, certaines avenues de réductions, bien que pertinentes, ne seront pas analysées puisqu'elles dépassent le cadre d'analyse.

Par exemple, le remplacement du mazout dans les résidences par une autre source comme le propane ou les granules de bois pourrait être une option avantageuse (Association québécoise du propane et Association canadienne du propane, 2019 ; Inukshuk Synergie, 2018), mais cette mesure n'est pas en lien avec la production ou même la consommation d'électricité. Le secteur du chauffage n'est cependant pas totalement écarté de l'analyse puisqu'une utilisation plus efficace de l'électricité, grâce à des pompes à chaleur par exemple, et la récupération de la chaleur des centrales à diesel sont deux mesures de réduction de GES qui entrent dans le cadre d'analyse. Elles seront d'ailleurs analysées dans la section 3. La transition vers le chauffage à l'électricité produite par une énergie faiblement émettrice est une autre mesure entrant dans le cadre d'analyse. Elle sera analysée dans la section 4.

Par ailleurs, le remplacement des véhicules à moteur thermique par des véhicules électriques ne sera pas non plus considéré puisque le gain environnemental est limité par la nature de la production électrique et puisque les tarifs d'électricité en vigueur réduisent considérablement l'attrait économique d'une telle mesure.

### **3. DESCRIPTION DES MESURES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE PERTINENTES AU CONTEXTE DU NUNAVIK**

L'efficacité énergétique est définie comme

« [...] la meilleure utilisation possible de l'énergie disponible pour obtenir un rendement énergétique supérieur. Elle est améliorée lorsque, pour produire un même bien ou service, moins d'énergie est utilisée. Le choix de la forme d'énergie, le recours aux nouvelles technologies, l'utilisation d'équipement et de procédés plus performants, les mesures de sensibilisation entraînant des changements de comportement chez les consommateurs, la formation des personnes et l'application des normes sont autant d'outils qui peuvent permettre d'atteindre un meilleur rendement énergétique. » (TEQ, 2017)

Comme le souligne le gouvernement du Québec (2016) dans sa Politique de transition énergétique à l'horizon 2030, « l'efficacité énergétique est souvent la moins coûteuse et la plus disponible des ressources énergétiques. » Le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest (2009) souligne aussi qu'en plus de permettre de faire face à la croissance de la demande énergétique et de mener à de bas coûts énergétiques et des réductions de GES, l'efficacité énergétique est souvent créatrice de bénéfices économiques pour les collectivités locales.

Elle est donc une avenue de réduction de GES importante, souvent très rentable et relativement facile d'implantation. L'annexe 3 synthétise sous forme de tableau les mesures d'efficacité énergétique présentées dans ce chapitre.

#### **3.1 Mesures d'efficacité énergétique existantes au Nunavik**

HQD est responsable de la majorité des programmes d'efficacité énergétique en place dans les réseaux autonomes du Nunavik. HQD (2017 b) a donc créé un comité de liaison avec les intervenants du Nunavik afin de concerter les interventions encourageant la population à mieux utiliser l'électricité de même que pour entendre les préoccupations locales visant ce domaine.

##### **3.1.1 Mesures prises par HQ**

Les mesures d'efficacité énergétiques ne semblent pas bénéficier d'un grand soutien. En 2018, le budget en efficacité énergétique pour l'ensemble des 22 réseaux autonomes n'était que de 9 M\$. Ces initiatives sont pourtant très profitables, selon les calculs mêmes d'HQD (2017 b). Il y a lieu de se questionner à savoir pourquoi seulement 6 M\$ ont été dépensés durant cette période alors que chaque dollar investi est

profitable. Les prises de contact avec l'entreprise n'ont malheureusement pas permis d'obtenir d'explications de leur part.

Suite à une demande de la Régie, HQD a évalué en 2012 et publié en 2013 le potentiel technico-économique d'efficacité énergétique dans l'ensemble de ses réseaux autonomes. Dans ce document, HQD (2013), mentionne que :

« [ce] territoire présente un profil de consommation de chauffage des locaux et de l'eau entièrement au mazout et le potentiel électrique se retrouve donc exclusivement dans les usages d'éclairage, des électroménagers et des produits électroniques »

éliminant de facto toute possibilité de récupération de chaleur de ses centrales diesel. L'entreprise estime que pour les usages qui utilisent l'électricité, l'élimination des ampoules incandescentes présente le potentiel le plus important autant pour le secteur résidentiel que commercial. Elle mise aussi sur la sensibilisation et l'éducation des consommateurs pour réduire, voire éliminer, certains comportements comme l'ouverture des téléviseurs lorsque non utilisés. HQD mentionne aussi plusieurs améliorations possibles dans les habitations permettant de réduire l'utilisation du mazout pour le chauffage comme l'amélioration de l'isolation.

Quelques mesures ont été mises en place suite à ce rapport. Par exemple, HQD (2018a) a mis sur pied le programme de remplacement de produits d'éclairage dans les bâtiments Affaires du Nunavik en 2017. L'éclairage extérieur municipal a aussi été modernisé.

Afin de récolter des données sur l'utilisation de l'électricité, HQD (2019c) a mandaté la firme Legault-Dubois pour réaliser les audits énergétiques de 78 résidences en 2014 et 2018. Cette étude a permis de relever plusieurs facteurs comportementaux ayant un impact sur la consommation d'électricité : ouverture des fenêtres en hiver, chauffage d'appoint électrique, température de consigne du chauffage principal et du chauffage de l'eau, utilisation des appareils électroménagers et des appareils électroniques. Elle conclut qu'il serait possible de mettre sur pied ou poursuivre, le cas échéant, des programmes de sensibilisation à cet effet.

L'entreprise a lancé un projet-pilote pour installer des minuteries sur les chauffe-moteur qui ne s'est pas avéré concluant (HQD, 2017b). Elle prévoyait aussi réaliser des audits supplémentaires dans les résidences d'Akulivik, Umiujaq, Kangiqsujuaq et Kangiqsualujuaq dans le but d'établir un plan d'action pour la poursuite des efforts en efficacité énergétique (HQD, 2018a). Une telle collecte de données,

lorsqu'elle est bien faite, est essentielle pour la prise de décisions éclairées. Il faut ici rappeler que les compteurs au Nunavik sont à communication unidirectionnelle et ne permettent pas de récolter d'informations sur les habitudes de consommation (HQD, 2019c) alors que chaque kilowattheure y est vendu à perte.

### **3.1.2 Mesures prises par la Société d'habitation du Québec (SHQ)**

L'OMHK est responsable de l'administration de la presque totalité du parc de logements locatifs du Nunavik et 90 % de la population réside dans un de ses logements (OMHK, 2017b). Ces logements sont construits par la SHQ. Malgré la nordicité du climat, la SHQ se limite généralement aux normes minimales du Code du bâtiment afin, entre autres, de limiter les coûts lors de la construction de nouvelles habitations. Ce code a cependant été conçu afin d'être adapté au climat du Québec méridional. D'ailleurs, le Code de bâtiment du Québec énonce des normes minimales à respecter pour la résistance thermique du bâtiment, mais ne mentionne pas l'étanchéité à l'air qui est, selon Jean-François Gravel, ingénieur à la Direction de l'expertise conseil et du soutien à l'industrie de la SHQ (conversation téléphonique, 25 juin 2019), un facteur « aussi important, sinon plus ». Le rapport de la firme Legault-Dubois note justement que 30 habitations sur les 78 inspectées nécessiteraient des travaux de scellement afin d'obtenir un niveau d'étanchéité à l'air acceptable (HQD, 2019c). Les maisons du Nunavik ne sont donc souvent pas adaptées au climat dans lequel elles se trouvent.

Face à cette problématique, la SHQ a mis sur pied à Quaqtaq un projet-pilote d'un duplex plus écoénergétique. Les locataires sont entrés dans le bâtiment au début 2016. Afin de suivre la performance environnementale du bâtiment ainsi que les habitudes de ses occupants, un système d'acquisition de données a été mis en place. Ainsi, certains circuits électriques, comme celui de la sècheuse et celui de la hotte de cuisine, ont été isolés afin de mesurer leur utilisation. Sans ce système, les facteurs influençant l'efficacité réelle du bâtiment n'auraient pas pu être connus avec certitude. Les données récoltées n'ont toutefois pas encore été analysées. Cependant, selon Jean-François Gravel, les données préliminaires démontrent que l'ouverture des fenêtres est assez importante dans un des deux ménages. Dans l'autre, le temps d'utilisation de la hotte de cuisine est plus élevé que ce qui avait été prévu. Ces habitudes mènent nécessairement à une plus grande consommation énergétique et possiblement à l'utilisation d'un système de chauffage d'appoint électrique.

### 3.1.3 Autres mesures

Un autre programme en place dans les réseaux autonomes est le programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉRA) qui vise à réduire l'usage du chauffage électrique pour plutôt utiliser le mazout résidentiel puisque celui-ci a un rendement beaucoup plus intéressant comme expliqué dans la section 1.3. La rentabilité de ce programme est régulièrement validée par HQD (2018a). Cependant, TEQ a annoncé la fin du PUEÉRA en 2019 afin de récupérer le budget pour promouvoir les énergies renouvelables.

L'ARK (2017) a aussi procédé au remplacement de congélateurs communautaires par des modèles plus écoénergétiques. À ce jour, le remplacement proposé a été effectué dans toutes les communautés sauf une. L'administration estime que le potentiel de réduction de GES de cette mesure est de 25,1 tonnes d'équivalent CO<sub>2</sub>.

Par ailleurs, Pivallianiq (s. d.) est un programme sensibilisant et conscientisant les Nunavimmiut à l'importance d'entretenir leurs logements. Celui-ci est implanté dans les 14 communautés inuites du Nunavik. Parmi ses valeurs, on retrouve « *conserve our water and energy resources and our fragile northern environment.* » Il pourrait être un partenaire intéressant pour transmettre des messages d'efficacité énergétique ou pour éduquer les populations sur le fonctionnement des systèmes de chauffage par exemple.

### 3.2 Mesures d'efficacité énergétique pouvant être transférées au Nunavik

Certaines autres communautés sont confrontées à un contexte similaire à celui du Nunavik. Les mesures d'efficacité énergétique y ayant été implantées peuvent servir d'inspiration pour les mesures à venir.

Les Territoires du Nord-Ouest (2018) dans leur stratégie énergétique 2030 élaborent plusieurs options d'efficacité énergétique : le soutien à la Société d'habitation, le lancement d'outils d'information et de sensibilisation en matière d'efficacité énergétique et d'économie d'énergie et la mise sur pied d'un programme de subvention pour l'évaluation de la consommation d'énergie et la rénovation écoénergétique selon une conception intégrée de bâtiment ou des mesures de soutien pour les propriétaires à faible revenu. Sur ce territoire, l'efficacité énergétique est une voie très intéressante, car les investissements des centrales sont sous la responsabilité des communautés locales. Elles ne bénéficient donc pas d'un interfinancement comme au Québec.

Iqaluit, au Nunavut, a lancé un projet-pilote d'améliorations écoénergétiques visant 40 immeubles gouvernementaux. Son objectif est de réduire la consommation d'énergie d'au moins 20 % dans tous les immeubles. Cinquante mesures d'efficacité énergétique ont été mises en œuvre dans les édifices gouvernementaux, y compris la modernisation des systèmes de chauffage, ventilation et climatisation, l'installation de détecteurs de mouvement, l'installation de lumières à diode électroluminescente et l'amélioration du rendement des génératrices. Un système de préchauffage extérieur des murs solaires a également été installé sur un bâtiment, tout comme des systèmes de récupération de la chaleur des cheminées des chaudières. Le projet a permis de réduire de 20 % les coûts annuels d'électricité, de 23 % les coûts du mazout et de 20 % les émissions de GES (1 550 tonnes). (Quality Urban Energy Systems of Tomorrow, 2018)

Certaines technologies pourraient aussi être utilisées. Par exemple, des pompes à chaleur pourraient être combinées aux systèmes de chauffage déjà en place. Ces systèmes offrent moins de contrôle que les plinthes électriques généralement retrouvées dans les résidences du sud du Québec. De plus, les fournaises offrent leur rendement optimal lorsqu'elles fonctionnent en continu. Lors des périodes de transition comme l'automne ou le printemps, les systèmes de chauffage s'arrêtent et repartent fréquemment. Ce cyclage « accélère l'usure des équipements et augmente la consommation de carburant. » (SHQ, 2018) Il diminue aussi le confort des locataires soumis à des périodes de chauffage intense intermittentes et favorise ainsi les habitudes comme l'ouverture des portes, des fenêtres ou l'utilisation des systèmes de ventilation. Une pompe à chaleur serait parfaitement adaptée à ces périodes de transition. Les pompes à chaleur peuvent avoir des rendements intéressants pouvant aller jusqu'à 4 pour 1 (Jean-François Gravel, conversation téléphonique, 25 juin 2019) et pourraient donc rendre avantageuse l'utilisation de l'électricité comme source de chauffage dans ce contexte spécifique. En effet, il vaut mieux utiliser avec un rendement de 3 ou de 4 pour 1 l'électricité produite avec un rendement de 30 à 35 % que les chaudières ayant un rendement légèrement supérieur à 70 %. D'ailleurs, certains bâtiments au Nunavik possèdent deux entrées électriques : une pour la maison et l'autre pour la salle de fournaise. L'entrée électrique de la salle de fournaise consomme évidemment peu d'électricité et ne dépasse donc pas les 30 kWh de la première tranche tarifaire. La mise en place d'une pompe à chaleur complémentaire à la fournaise au mazout léger serait donc idéale avec ce type de configuration puisque l'électricité consommée par la pompe à chaleur serait abordable (Jean-François Gravel). La réglementation actuelle interdit toutefois tout usage thermique de l'électricité et les pompes à chaleur entrent dans cette définition. Avant de changer la réglementation, il y aurait lieu d'étudier le coefficient de performance des pompes à chaleur en conditions réelles afin de s'assurer de leur performance.



Une autre technologie potentiellement utile est l’asservissement de la température des habitations en fonction de la température extérieure. À l’heure actuelle, les systèmes de chauffage résidentiel sont souvent mal compris et mal utilisés par les occupants et ne performant donc pas comme ils le pourraient. Le simple ajout d’un mécanisme communicant permettant de gérer la boucle de glycol de ces systèmes à distance en fonction de la température actuelle permettrait ainsi de les utiliser à leur plein potentiel et d’améliorer le confort des occupants. Cet usage de la domotique serait une mesure d’efficacité énergétique simple et efficace. D’ailleurs, cette technologie s’apparente à celle qui sera déployée à Kuujuarapik dans le cadre du projet Innavig. En effet, HQ prévoit déployer un réseau de télécommunication permettant de contrôler à distance la source d’alimentation (mazout ou électricité) des charges de chauffage dans les résidences.

### **3.3 Récupération de chaleur des centrales au diesel**

Les génératrices des centrales diesel permettent de transformer l’énergie chimique du diesel en énergie mécanique, puis en énergie électrique. Toutefois, le rendement des génératrices est relativement bas (environ 30 à 35 % [HQD, 2019e]) et une partie de l’énergie de départ n’est pas transformée en énergie utile. Évidemment, en accord avec le principe de conservation de l’énergie, la partie n’étant pas transformée en énergie utile ne disparaît pas. Elle est plutôt transformée sous une autre forme, généralement en énergie thermique. Concrètement, une proportion non négligeable de l’énergie contenue dans le diesel transporté jusqu’au Nunavik à grands frais est donc dissipée sous forme de chaleur. La récupération et la valorisation de cette chaleur permettraient d’obtenir un rendement énergétique supérieur et constitueraient alors une mesure d’efficacité énergétique telle que définie précédemment.

Les utilisations possibles de la chaleur récupérée sont diverses. Elle peut par exemple simplement servir au chauffage de la centrale en elle-même, au préchauffage des autres génératrices avant leur démarrage ou au préchauffage de l’air servant à la combustion (Doug Pendergast, Northwest Territories Power Corporation, courriel, 29 juillet 2019). Par contre, cette chaleur peut aussi être utilisée à l’extérieur de l’enceinte de la centrale. Ainsi, elle peut combler partiellement ou totalement les besoins de chauffage de l’air ou de l’eau d’institutions ou de résidences. La valorisation de cette chaleur peut même permettre la création de nouvelles industries comme la sericulture.

#### **3.3.1 Îles-de-la-Madeleine**

Pour l’instant, aucun mécanisme n’est en place pour récupérer la chaleur résiduelle des centrales du Nunavik. Un tel projet a cependant été mis en place dans la plus grande centrale autonome du Québec, à

Cap-aux-Meules, aux Îles-de-la-Madeleine. En effet, en 2017, le Gouvernement du Québec et HQ ont financé 2,5 des 4 M\$ nécessaires à la mise en place d'un projet de récupération de chaleur résiduelle de cette centrale thermique. Grâce à l'installation d'une canalisation, de systèmes de pompage et d'échangeurs de chaleur, les rejets calorifiques de la centrale servent maintenant à répondre aux besoins de chauffage du Centre intégré de santé et de services sociaux (CISSS) situé à proximité. Le CISSS a ainsi pu arrêter d'utiliser ses fournaies et réalise des économies annuelles de l'ordre de 400 000 \$. De ce fait, le projet permet de réduire les émissions de l'établissement d'environ 1 500 tonnes d'équivalent CO<sub>2</sub>. (Grenier, 2018, 27 avril ; ministère de l'Énergie et de Ressources naturelles, 2017)

### **3.3.2 Akulivik**

La récupération de la chaleur a été envisagée en 2011, lors de la demande d'HQD (2011a) à la Régie de construire une nouvelle centrale thermique à Akulivik. Dans ce document, la Régie souligne en se basant sur les propos de la Société d'énergie Qulliq du Nunavut que :

« la récupération de la chaleur résiduelle peut améliorer l'efficacité de la centrale de 100 %. Il s'agit d'une méthode peu coûteuse de réduire l'utilisation de combustibles fossiles pour le chauffage des locaux. »

La centrale d'Akulivik aurait pu servir à chauffer un établissement industriel ou commercial qui se serait installé à proximité puisqu'après avoir répondu aux besoins de chauffage d'HQD, une chaleur excédentaire maximale d'approximativement 70 kW thermique était disponible à la sortie de la centrale pour d'éventuels besoins de la communauté. Cependant, lors des consultations, l'intérêt pour cette option n'a pas été révélé. Ce n'est qu'après la conception qu'une demande pour le jumelage d'une serre a été formulée et HQD (2011a) explique qu'il était alors trop tard pour changer la conception de la centrale. Un nouveau système aurait en effet dû être ajouté au système actuel.

### **3.3.3 Territoires du Nord-Ouest**

La Northwest Territories Power Corporation qui exploite des centrales au diesel et au gaz naturel fournit actuellement de la chaleur résiduelle à quatre collectivités.

À Fort Simpson et Inuvik, la chaleur des centrales locales est utilisée pour leurs installations de prise d'eau respectives. À Fort Liard, la chaleur fournit du chauffage à trois bâtiments de l'administration ainsi qu'à l'école. À Wha Ti, la chaleur résiduelle alimente l'école. Ce système a été réparé en 2010 et est toujours en exploitation, bien que certaines améliorations aux systèmes de récupération de chaleur de la

centrale aient été recommandées afin d'obtenir de meilleurs résultats. (Doug Pendergast, Northwest Territories Power Corporation, courriel, 29 juillet 2019).

Sinon, Northwest Territories Power Corporation intègre la récupération de la chaleur résiduelle dans la majorité de ses centrales thermiques pour répondre aux besoins de ses installations. Ces besoins comprennent le chauffage de l'usine, le préchauffage de l'air de combustion, le réchauffement des génératrices qui ne fonctionnent pas et la vaporisation de gaz naturel liquéfié (GNL). (Doug Pendergast, Northwest Territories Power Corporation, courriel, 29 juillet 2019).

#### **3.3.4 Watson Lake, Yukon**

La récupération de la chaleur de la centrale de Watson Lake permet de chauffer l'eau de la piscine du centre communautaire ainsi que le reste du bâtiment. La boucle d'échange de chaleur couvre aussi plusieurs autres bâtiments adjacents. (Dell Engineering, 2009) Cette boucle est souterraine puisqu'il n'y a pas de pergélisol dans la région.

#### **3.3.5 Utilisation possible de la chaleur récupérée au Nunavik**

La chaleur récupérée des centrales autonomes pourrait permettre de diminuer la consommation de plusieurs types de bâtiments déjà présents sur le territoire et pourrait même permettre la création de nouvelles activités économiques. Par exemple, à l'aide de modifications semblables à celles effectuées aux Îles-de-la-Madeleine ou à Watson Lake, cette chaleur actuellement non valorisée pourrait répondre aux besoins d'un centre communautaire, d'un aéroport, d'un aréna, d'un bâtiment central ou d'une piscine qui aurait de très bas coûts de chauffage malgré le contexte nordique.

De tels projets se sont déjà réalisés dans des milieux nordiques canadiens. Par exemple, la chaleur résiduelle de la centrale au diesel de Fort Liard, dans les Territoires du Nord-Ouest, chauffe partiellement le bureau municipal, la caserne de pompiers, le garage ainsi que l'école. Cette mesure d'efficacité énergétique a permis de combler environ 80 % des besoins de chauffage de l'école et a réduit les besoins de mazout de chauffage de presque 44 000 litres en 2012-2013. Toujours dans les Territoires du Nord-Ouest, à Fort McPherson, un partenariat entre la Northwest Territories Power Corporation et la corporation de développement de la communauté autochtone locale permet de vendre la chaleur résiduelle de la centrale au diesel à l'aide d'un système de tuyaux hors sol. Cette mesure a permis de réduire les besoins de mazout de chauffage de 66 800 litres en 2012-2013. (Northwest Territories Power

Corporation, 2014) La présence de pergélisol n'est donc pas nécessairement un obstacle à l'installation d'un système d'échange de chaleur.

La chaleur récupérée pourrait aussi être valorisée autrement que par le chauffage de bâtiments institutionnels ou résidentiels. Elle pourrait servir au développement d'industries énergivores non présentes à l'heure actuelle sur le territoire en raison des coûts prohibitifs de l'électricité. Par exemple, cette chaleur pourrait servir à chauffer une serre qui augmenterait l'offre de produits frais locaux et contribuerait au développement économique et communautaire.

Mis à part la centrale d'Akulivik, HQD (2010) a par deux fois réalisé une analyse préliminaire de récupération de chaleur au Nunavik. Cependant, selon l'entreprise, les centrales de Kuujjuaq et de Kangiqsualujjuaq étaient trop éloignées des clients de la source de chaleur. Face à ce constat, on peut questionner le fait que si les besoins de chaleur sont trop loin de la production d'électricité pour que la récupération de chaleur soit faisable ou rentable, il puisse être envisagé d'amener des utilisateurs de chaleur vers la centrale.

Les systèmes d'échange de chaleur ne sont pas trop complexes et pourraient créer de l'emploi local. En effet, les technologies utilisées sont relativement simples et peuvent être entretenues par des travailleurs locaux. Cette option permettrait aussi d'augmenter la résilience des communautés en diminuant leur dépendance au sud du Québec. (Véronique Gilbert, conversation téléphonique, 14 août 2019)

#### **4. DESCRIPTION DES MESURES DE RÉDUCTION DES GES LIÉES À LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ PERTINENTES AU CONTEXTE DU NUNAVIK**

Comme mentionné précédemment, la production électrique des villages du Nunavik provient des centrales diesel. L'intégration d'énergies renouvelables ou de sources d'énergie non renouvelable moins émettrice que le diesel permettrait donc de réduire la quantité de GES émise par kilowattheure électrique produit.

Ressources naturelles Canada (2017) définit l'énergie renouvelable comme « l'énergie issue de processus naturels qui sont régénérés à un taux égal ou plus rapide que le taux auquel ils sont consommés. » Les énergies solaire, éolienne, géothermique, hydroélectrique, océanique et celles provenant des biogaz sont donc toutes renouvelables. L'énergie provenant de la biomasse peut aussi être renouvelable si elle est consommée à un taux inférieur à son taux de régénération. (Ressources naturelles Canada, 2017)

Certaines énergies renouvelables sont intermittentes. Leur disponibilité ne concorde donc pas nécessairement à la demande électrique. Par exemple, le vent ne souffle pas nécessairement lorsque la demande électrique est la plus élevée. Cependant, quelques énergies renouvelables offrent une forme de prévisibilité comme l'énergie marémotrice dont les cycles sont connus ou comme l'énergie solaire dont le potentiel se restreint à certaines heures de la journée. Par ailleurs, dans un contexte où un réseau autonome ne serait alimenté que par des énergies intermittentes, il pourrait y avoir des moments où la production d'électricité dépasserait la demande. Ainsi, de par leur nature, les énergies renouvelables intermittentes doivent être soutenues par une énergie de base ou être couplées à des capacités de stockage. Ces technologies de stockage peuvent par exemple être l'ajout de batteries ou de volants d'inertie. L'énergie peut aussi être stockée sous forme de chaleur ou sous forme de combustible en produisant de l'hydrogène. De plus, la gestion des centrales existantes limite la capacité d'intégration d'énergie intermittente dans les réseaux autonomes sans l'ajout de capacité de stockage. En effet, les génératrices en place ne peuvent pas être arrêtées et réparties au gré des variations liées à la production d'énergie intermittente. En revanche, l'ajout de capacité de stockage permet d'augmenter la part des énergies renouvelables intermittentes dans la production d'électricité et d'ainsi augmenter la résilience des communautés en les rendant moins dépendantes du diesel (Jean-François Gravel, conversation téléphonique, 25 juin 2019).

Toutes les énergies renouvelables ne sont pas nécessairement disponibles au Nunavik ou adaptées à son contexte. Ainsi, l'énergie géothermique et l'énergie marémotrice ne seront pas analysées dans cette section. En effet, bien que le potentiel géothermique soit présentement étudié par une équipe du Centre Eau Terre Environnement de l'Institut national de la recherche scientifique (Miranda, 2019, 4 février),

aucun résultat ne semble mener à la possibilité de son utilisation à court ou moyen terme au Nunavik. Par ailleurs, certaines communautés de la baie d'Ungava abritent des marées parmi les plus hautes du monde (Tagoona, 2017) et cette région représente la presque totalité du potentiel marémoteur québécois (HQ, 2015), mais l'implantation de cette technologie au Nunavik à court ou à moyen terme n'est pas non plus prévisible. En 2019, une seule centrale marémotrice existe au Canada et les seuls projets récents, situés dans la baie de Fundy, demeurent incertains (Guimond, 2019, 13 juillet ; Radio-Canada, 2019, 3 avril). La présence de glace au Nunavik une bonne partie de l'année compliquerait davantage la réalisation d'un tel projet.

Les énergies renouvelables analysées dans cette section seront donc l'énergie solaire, l'énergie éolienne, l'énergie hydroélectrique des centrales et des hydroliennes ainsi que l'énergie de la biomasse. Les biogaz ne seront analysés qu'indirectement dans la section portant sur le gaz naturel liquéfié.

Par ailleurs, des sources d'énergie non renouvelables sont aussi moins émettrices que le diesel. L'énergie nucléaire et le gaz naturel liquéfié seront donc aussi intégrés à cette analyse.

Les sous-sections sont présentées dans un ordre logique commençant par les énergies renouvelables intermittentes et les méthodes de stockage facilitant leur intégration, suivies de l'hydroélectricité, une énergie renouvelable de base puis des autres formes d'énergie. Le raccordement au réseau intégré de certaines communautés complétera l'analyse. L'annexe 4 synthétise sous forme de tableau le potentiel de réduction de GES, les avantages et les inconvénients de chacune de ces options.

## **4.1 Panneau photovoltaïque**

L'énergie solaire est une option disponible au Nunavik pour l'intégration d'énergie renouvelable.

### **4.1.1 Potentiel solaire au Nunavik**

À première vue, le potentiel solaire au Nunavik peut sembler faible en raison de la latitude élevée et des variations d'ensoleillement saisonnières, mais il pourrait pourtant être suffisant pour répondre à une partie de la demande électrique.

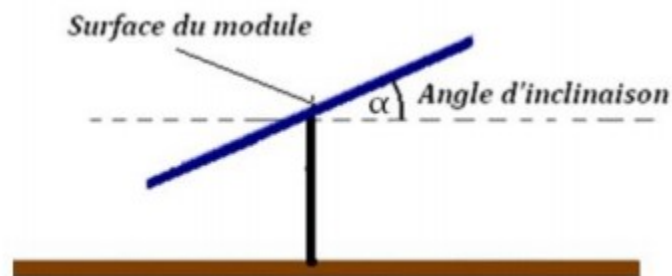
La technologie permettant de transformer l'énergie lumineuse du soleil en énergie électrique est les panneaux photovoltaïques (PV). Ces panneaux fonctionnent à l'aide d'un matériau semi-conducteur comme le silicium. À l'intérieur de ceux-ci, les cellules PV absorbent les photons afin de faire migrer les

électrons et ainsi créer un courant électrique (Institut bruxellois pour la gestion de l'environnement, 2010). Ils diffèrent des panneaux solaires thermiques qui, eux, permettent de produire de la chaleur pouvant servir par exemple à chauffer l'eau domestique.

L'efficacité des panneaux PV dépend de plusieurs facteurs dont la température à leur surface et la radiation solaire, influencée par la latitude, l'angle d'installation des panneaux ainsi que le facteur de réflexion de l'environnement immédiat (Jerez et al., 2015).

À l'équateur, le jour et la nuit durent 12 h, et ce, à longueur d'année. Cependant, plus on s'éloigne de l'équateur, plus l'inclinaison naturelle de la Terre se fait sentir. Comme mentionné précédemment, à Kuujuaq situé au niveau du 58° parallèle, le jour le plus long, à la mi-juin, est d'un peu plus de 18 h alors que le jour le plus court, à la mi-décembre, est d'un peu moins de 6 h 30 (Weather Spark, s. d.). Naturellement, la quantité d'énergie solaire disponible varie au gré du nombre d'heures d'ensoleillement.

Par ailleurs, il est important d'incliner une surface afin de capter la quantité maximale d'énergie solaire. L'angle auquel sont installés les panneaux PV (représenté sur la figure 4.1) doit donc être calculé en fonction de leur latitude. Généralement, l'angle optimal par rapport à l'horizontale correspond approximativement à celui de la latitude la localisation (Belzile, Comeau, Raymond, et Lamarche, 2017). Au Nunavik, cet angle optimal tourne donc autour de 55° à 62°. Heureusement, lors des journées les plus longues, le soleil est à un angle favorable pour la captation de ses rayons par les panneaux PV. À Kuujuaq par exemple, ce moment de pointe maximale survient en avril. La pointe minimale, elle, survient en décembre (Belzile et al., 2017).



**Figure 4.1 : Angle d'inclinaison des panneaux PV** (tiré de : Adouane et al., 2014)

De plus, l'indice de réflexion du sol est un autre facteur influençant la quantité de rayonnement atteignant les panneaux PV. Un sol enneigé, réfléchissant grandement les rayons lumineux, est donc profitable au rendement de ceux-ci (North American Clean Energy, 2018). Évidemment, la neige ne doit pas recouvrir

les panneaux au risque d'annuler toute production électrique. Un angle d'installation prononcé comme ceux correspondant aux angles optimaux au Nunavik (au-dessus de 55°) permet toutefois de limiter l'accumulation de neige.

Finalement, le rendement des panneaux PV est inversement proportionnel à la température à leur surface (International Energy Agency, 2012). En effet, Skoplaki et Palyvos (2009) démontrent que leur rendement décroît linéairement avec l'augmentation de température. Le climat nordique du Nunavik favorise donc l'implantation des panneaux PV.

Le tableau 4.1 indique le potentiel des panneaux PV pour le village d'Aupaluk situé au 59° parallèle, soit une latitude moyenne au Nunavik. Celui-ci compare l'énergie (mesurée en kWh) pouvant être produite en fonction de la puissance (mesurée en kW) installée. Chaque colonne correspond à un angle d'installation différent. Il est possible de remarquer qu'une orientation correspondant à la latitude (59°) et qu'une orientation correspondant à la latitude moins quinze degrés (44°) mènent à des productions annuelles similaires, mais qu'aucune des quatre orientations ne mène à une production maximale mensuelle. Plusieurs options s'offrent afin de maximiser le potentiel des panneaux PV : l'utilisation de l'angle optimal annuel, la modification de l'inclinaison toutes les saisons, la modification de l'inclinaison tous les mois ou l'utilisation d'un système de poursuite commandé électroniquement. En pratique, l'augmentation du rendement lié à cette dernière option ne justifie pas son coût supplémentaire, encore moins dans des conditions climatiques extrêmes pouvant les endommager (Adouane et al., 2014).

**Tableau 4.1 : Potentiel des panneaux PV (kWh/kW) à Aupaluk (-69,60E, 59.30N) (tiré de : Deslauriers, 2015, p.7)**

	vertical, orienté vers le sud (inc.=90°)	orienté vers le sud (inc.=latitude)	orienté vers le sud (inc.=latitude +15°)	orienté vers le sud (inc.=latitude -15°)
janvier	55	51	55	45
février	91	89	93	81
mars	140	147	147	139
avril	135	156	149	156
mai	91	120	108	128
juin	68	100	87	111
juillet	70	101	87	111
août	66	89	79	95
septembre	53	64	60	65
octobre	44	48	47	46
novembre	40	39	41	35
décembre	37	34	37	30
<b>Année</b>	<b>889</b>	<b>1039</b>	<b>991</b>	<b>1041</b>



Il n'est donc pas surprenant que le potentiel solaire du Nunavik ait été considéré afin de réduire les coûts de carburant dès 2007. Deslauriers (2015) explique que, déjà à cette époque :

« L'évolution économique et industrielle de la technologie photovoltaïque, combinée à la hausse du prix des carburants diesel rend maintenant compétitive la réalisation de projets PV. Cette technologie arrive maintenant à maturité dans un marché en effervescence. »

Assurément, la technologie PV a continué à s'améliorer depuis cette époque et les coûts de revient, qui étaient à l'époque d'environ 0,70 \$/kWh, sont encore plus intéressants (Deslauriers, 2015). Juste entre 2010 et 2017, les coûts des panneaux PV ont diminué de plus de 50 % (Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, s. d.b).

#### **4.1.2 Quaqlaq**

Dans le cadre d'un projet-pilote s'inscrivant dans son plan stratégique 2016-2020, HQ a installé en 2017 des panneaux PV à Quaqlaq, situé au niveau du 61<sup>e</sup> parallèle. HQ estime que l'intégration de ces panneaux d'une puissance de 21 kW, soit 2 % de la puissance de la centrale thermique alimentant le village, pourrait réduire la consommation de carburant de 5000 litres par année (HQ, s. d.). En 2018, HQ a couplé ces panneaux PV à la batterie Esstalion développée par l'Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ) permettant ainsi d'ajouter 600 kW de puissance à l'installation solaire de Quaqlaq. Le projet-pilote de Quaqlaq est pour l'instant le seul où les panneaux PV appartiennent à HQ et sont reliés au réseau de distribution d'électricité du village.



**Figure 4.2 : Panneaux PV installés à Quaqlaq** (tiré de : HQ, s. d.)

Malgré la grande médiatisation de ce projet-pilote en réseaux autonomes, peu d'information existe sur celui-ci. D'ailleurs, aucune indication des coûts totaux ou des coûts de production du projet n'existe sur le site de l'entreprise ou n'a été déposée devant la Régie à la connaissance de l'auteur. Puisque HQ n'a pas l'obligation de faire état à la Régie de ses projets de moins d'un million de dollars, tout porte à croire que le projet de Quaqtat ne dépasse pas cette somme. D'ailleurs, un projet dont le budget dépasserait ce montant et qui ne permettrait de réduire que de 5000 litres la consommation annuelle de carburant n'aurait pas de sens économique.

#### **4.1.3 Centre d'étude nordique, Kuujjuarapik et Whapmagoostui**

Un autre projet d'installation de panneaux PV au Nunavik est celui du centre d'étude nordique qui a fait installer des panneaux sur cinq de ses bâtiments de recherche à Kuujjuarapik et Whapmagoostui, villages les plus méridionaux du Nunavik. Cette initiative est développée dans un contexte d'autoproduction et l'électricité produite par les panneaux sert à la demande immédiate des bâtiments qui sont tous reliés au réseau de la centrale thermique.

D'ailleurs, le centre scientifique communautaire du centre d'étude nordique construit en 2011 intègre lui aussi des panneaux PV. Ces 24 panneaux d'une puissance totale de 5 kW illustrés sur la figure 4.3 ont été installés sur la façade sud du centre plutôt que sur son toit à la suite de modélisations (Sirois, 2011). La firme d'ingénieur responsable du projet explique aussi avoir choisi dans tous les aspects de la construction des systèmes simples en raison du manque d'experts et de fournisseurs locaux (Sirois, 2011). L'utilisation d'un système de poursuite commandé électroniquement n'a donc pas été envisagée. Ces panneaux ne sont qu'une des nombreuses mesures environnementales incorporées à ce projet. Entre autres, le bâtiment tire aussi profit du chauffage solaire passif grâce à sa fenestration abondante au sud (Centre d'études nordiques, s. d.).



**Figure 4.3 : Panneaux PV installés sur la façade sud du centre scientifique communautaire (tiré de : EVOQ, s. d.)**

#### 4.1.4 Yukon

Plusieurs projets d'installation de panneaux PV ont lieu sur le territoire du Yukon afin d'y réduire la dépendance aux combustibles fossiles. La presque totalité a une puissance installée relativement faible (moins de 50 kW).

En effet, afin d'augmenter la pénétration des énergies renouvelables dans ce territoire, le gouvernement du Yukon (s. d.) offre la possibilité pour les autoproducteurs d'électricité possédant des installations de moins de 50 kW de vendre leurs surplus au réseau. L'énergie solaire est surtout celle visée par programme. Le gouvernement offre un tarif de 0,21 \$/kWh aux autoproducteurs connectés au réseau intégré, principalement alimenté par de l'hydroélectricité, et un tarif de 0,30 \$/kWh aux autoproducteurs connectés aux réseaux autonomes alimentés par des centrales diesel. Le Yukon (2018 c) a aussi implanté une nouvelle politique encourageant les projets privés de production d'électricité utilisant une énergie moins polluante que le diesel afin de répondre à la croissance de la demande électrique, de réduire les coûts de production d'électricité, d'encourager l'économie locale et d'impliquer les Premières Nations. Cette politique a pour objectif que ce type de projet réponde à 10 % de la nouvelle demande électrique et que 50 % de ceux projets soient portés par les communautés autochtones. Cependant, dans les trois communautés alimentées par des réseaux autonomes au diesel, les conditions sont différentes. En effet, la petite taille des réseaux limite la quantité d'énergie renouvelable pouvant être intégré et seuls les programmes d'autoproducteurs et les offres non sollicitées sont possibles. Ces dernières sont analysées en fonction des besoins et des coûts (Gouvernement du Yukon, 2018 c).

Le plus grand projet d'intégration de panneaux PV au Yukon est presque complété à Old Crow, village le plus septentrional du Yukon (Cathy Cottrell, planificatrice principale en énergie au ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources du Yukon, courriel, 25 juillet 2019). Ce village de 221 habitants n'est accessible que par avion et est présentement alimenté en électricité par une centrale comportant trois génératrices de 170 kW, 330 kW et 600 kW, respectivement (Yukon College, s. d.). Afin de réduire les coûts d'approvisionnement et les émissions de GES, le gouvernement du Yukon (2018 b), le gouvernement régional autochtone de Vuntut Gwitchin et la Société de développement du Yukon se sont mis ensemble afin d'intégrer 940 kW de panneaux PV au réseau électrique. Ces panneaux permettront de réduire la consommation de diesel de 190 000 litres par année représentant 680 tonnes d'équivalent CO<sub>2</sub> (Government of Vuntut Gwitchin First Nation, 2018). Le gouvernement du Yukon (2018 b) a investi 500 000 \$ dans ce projet. Pour mettre ce projet en perspective, celui-ci représente près de 45 fois la puissance du projet-pilote de Quaqlaq piloté par HQ et est situé au niveau du 67<sup>e</sup> parallèle, bien plus au

nord que le Nunavik. Sa réussite pourrait servir de modèle à l'intégration de panneaux PV dans les réseaux autonomes nordiques québécois. De plus, HQ ou les promoteurs privés voulant développer l'énergie solaire à grande échelle au Nunavik auraient tout intérêt à communiquer avec les responsables de ce projet.

D'autres projets de moins grande envergure sont aussi présents au Yukon. Par exemple, en 2018, 28,8 kW ont été installés sur les bureaux de l'administration de Haines Junction, 16,3 kW ont été installés sur le centre culturel de Dawson City et 48 kW ont été installés sur les bureaux administratifs de Beaver Creek (Gouvernement du Yukon, 2018a). Ces trois projets ont reçu une aide fédérale combinée de 169 000 \$.

#### **4.1.5 Territoires du Nord-Ouest**

Plus d'une vingtaine de projets d'installations de panneaux PV ont aussi eu lieu aux Territoires du Nord-Ouest (s. d.b).

Un des plus importants est celui de Colville Lake inauguré en 2016. Cette communauté d'environ 150 habitants, située au 67<sup>e</sup> parallèle, n'est accessible que par une route d'hiver ouverte quelques semaines par années (Northwest Territories Power Corporation, s. d.a). En 2016, sa centrale au diesel a été convertie en une combinaison de diesel, de batteries et de panneaux solaires de 160 kW. Les investissements totaux d'environ 8 M\$ ont été financés à la hauteur de 1,3 M\$ par le gouvernement fédéral. À l'heure actuelle, environ 20 % de l'énergie utilisée provient du soleil, et ce, même si les panneaux solaires ne produisent presque pas entre novembre et janvier. Ce changement a permis d'économiser au moins 37 000 litres de diesel grâce à la nouvelle source d'énergie, mais aussi grâce aux batteries qui permettent de limiter le cyclage des génératrices. (Weber, 2017, 30 juillet) Plusieurs résidents ont souligné la différence sonore liée à la réduction de l'utilisation de la centrale thermique.

Un autre projet est celui de Fort Simpson, communauté d'environ 1 200 personnes située au 61,5<sup>e</sup> parallèle. Ce projet porté par la Northwest Territories Power Corporation et le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest comprend 436 panneaux PV et a une capacité de 100 kW. Les coûts reliés au projet de Fort Simpson sont plus faibles que ceux de Colville Lake puisqu'ils n'ont été que de 1,07 M\$. Les promoteurs estiment que les panneaux permettront de réduire les émissions de GES d'environ 76 tonnes par année. Évidemment, un tel projet demande une superficie relativement importante, surtout pour un petit village. Les installations de Fort Simpson mesurent 91 mètres de long, 4,2 mètres de large et sont à environ 3 mètres au-dessus du sol. (Northwest Territories Power Corporation, s. d.b)

#### 4.1.6 Limites

L'implantation de panneaux PV dans un contexte nordique comporte quelques limites.

La première est le manque de savoir-faire local. Avant que cette technologie ne soit déployée dans un village, il est rare qu'on y retrouve des travailleurs la maîtrisant. Cependant, cette barrière est facilement contournable puisque la technologie utilisée est assez simple pour former rapidement des travailleurs. Comme l'explique Deslauriers (2015) : « La construction d'un champ PV ne demande pas d'outils ou d'équipements lourds et est à la portée du personnel local. »

La deuxième limite est l'adéquation entre la production des panneaux PV et la demande énergétique des villages. En effet, au Nunavik, la demande est surtout concentrée lors de l'hiver arctique alors que les panneaux solaires produisent majoritairement au printemps lorsque la demande est plus faible. L'ajout de capacité solaire pourrait même mettre en danger la stabilité du réseau lors des moments où la demande électrique est la plus faible si aucune capacité de stockage n'est ajoutée (Régie de l'énergie, 2018). Ce risque s'explique par le fait que même au plus bas de la consommation, une centrale doit toujours garder en fonction un groupe tournant au minimum à 35 % de sa capacité. Puisque l'installation de panneaux PV ne vient combler que des besoins d'énergie et non de puissance, elle ne génère aucune économie en infrastructure. Les seules économies sont tirées de la diminution de la consommation de diesel.

La troisième limite est la concordance entre la structure tarifaire et les objectifs de développement des panneaux PV puisqu'une mauvaise structure tarifaire pourrait inciter des comportements non désirés. Par exemple, en 2018, HQ proposait qu'un autoproducteur au Nunavik reçoive 47 ¢/kWh injecté sur le réseau, soit le coût évité pour HQ (Régie de l'énergie, 2018). Cette tarification crée cependant un incitatif pour développer des projets solaires dépassant la demande résidentielle. En effet, si un autoproducteur conçoit son installation de panneaux PV pour ne répondre qu'à sa consommation, ses coûts évités ne sont généralement que de 6,08 ¢/kWh (première tranche du tarif DN). Cependant, s'il conçoit son installation pour dépasser ses propres besoins, il est compensé presque huit fois plus pour chaque kilowattheure injecté sur le réseau. Toutefois, comme mentionné précédemment, la plus grande production solaire ne survient pas lorsque la demande est la plus élevée. Une telle tarification pourrait ainsi mettre en danger la stabilité du réseau en incorporant une trop grande part d'énergie intermittente. C'est pourquoi la Régie (2018) envisageait « d'accorder en [réseau autonome] une valeur plus grande à l'électricité directement consommée par l'autoproducteur et de diminuer, voire éliminer, la valeur accordée à l'énergie injectée sur le réseau. »

L'énergie éolienne est une autre option disponible au Nunavik pour l'intégration d'énergie renouvelable.

Comme illustré dans la figure 4.4, le nord du Québec est la région où l'on retrouve les plus grands potentiels de vents de la province.



44

#### 4.2.2 Mine Raglan, Nunavik

La mine Raglan exploite le nickel au Nunavik depuis 1997 et ses installations sont localisées à une distance d'environ 60 km à l'ouest du village de Kangiqsujaq et à 115 km au sud-est du village de Salluit (GENIVAR, 2013). La mine n'est pas reliée aux réseaux électriques des villages voisins et possède donc une usine diesel permettant de combler ses besoins électriques et thermiques.

Raglan possède les deux seules éoliennes fonctionnelles du Nunavik (figure 4.5). Ces deux projets ont été conçus dans une optique de réduction de la pollution, mais aussi de réduction des coûts puisque la production d'électricité par le diesel est le deuxième centre de coûts de la mine avec une consommation variant de 50 à 60 millions de litres de diesel par année (Belzile et al., 2017 ; Dansereau, 2014, 14 juillet).



**Figure 4.5 : Éoliennes de la mine Raglan** (tiré de : Tugliq Énergie Co., s. d.)

Ce projet s'est déroulé en deux étapes avec la mise en service de la première éolienne de 3 MW en 2014. Elle est associée à trois technologies de stockage d'énergie : un volant d'inertie permettant de faire face aux fluctuations rapides, une boucle à hydrogène permettant le stockage à long terme et un système de batterie lithium-ion pour la réserve de secours (GENIVAR, 2013 ; Tugliq Énergie Co., s. d). Suite au succès de cette première étape, une deuxième éolienne de 3 MW a été mise en service en 2018. Celle-ci n'est couplée qu'à un système de batterie lithium-ion. Chaque éolienne permet de réduire la consommation de diesel de 2,1 millions de litres par année et d'ainsi éviter l'émission de 6 800 tonnes d'équivalent CO<sub>2</sub> par année (Tugliq Énergie Co., s. d). Les 6 MW d'éolienne permettent donc de réduire la consommation de diesel de la mine d'environ 10 %.

Plusieurs défis ont dû être relevés afin d'adapter les éoliennes aux conditions du Nunavik. Par exemple, elles utilisent une technologie qui élimine les engrenages et les huiles qui gèlent par temps glacial, leurs pales peuvent être réglées individuellement et peuvent donc être confrontées à des blizzards de plus de 120 km/h et elles sont équipées d'une chaufferette permettant de faire fondre la glace (Association minière du Québec, 2017). La présence de pergélisol a aussi nécessité des mesures spéciales. Afin de faire face à la fonte potentielle du pergélisol lors des 20 ans de vie prévus de l'éolienne, sa base en acier a été conçue en « pattes d'araignée » qui descendent en dessous de la couche active de pergélisol. L'utilisation de l'acier a aussi permis de réduire la quantité de béton nécessaire de 90 %, améliorant ainsi sa résilience dans ce climat et réduisant les coûts de transport (Ressources naturelles Canada, 2019).

Les coûts estimés de la première éolienne et des systèmes de stockage associés étaient de 30 M\$ (GENIVAR, 2013). De ces coûts, seulement 6,3 M\$ étaient destinés à l'achat et l'installation de l'éolienne et 2,2 M\$ au système électrique. Près de 20 millions servaient à mettre en place les unités de stockage, particulièrement celle d'entreposage d'hydrogène. Il n'est donc pas surprenant que cette technologie n'ait pas été reconduite pour la deuxième éolienne. Le projet n'a finalement coûté que 22,6 M\$ et a été subventionné à la hauteur de 6,5 M\$ par le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles du Québec et de 7,8 M\$ par le gouvernement du Canada (Association minière du Québec, 2017).

Évidemment, les populations locales ont été consultées dans le cadre de ce projet. Le principal impact environnemental relevé lors de ces consultations est celui sur la faune aviaire. En effet, ces éoliennes sont implantées dans un couloir de migration important (GENIVAR, 2013). Le certificat d'autorisation de la mine indiquait donc le suivi de la mortalité aviaire comme condition de réalisation. Heureusement, ce suivi a permis de constater qu'il n'y avait pas d'augmentation.

#### **4.2.3 Mine Diavik, Territoires du Nord-Ouest**

La mine Diavik, située dans les Territoires du Nord-Ouest, est un autre exemple de mine nordique ayant installé des éoliennes afin de limiter sa consommation de diesel.

Après deux ans de travaux, la mine Diavik a mis en service quatre éoliennes adaptées au climat local d'une puissance totale de 9,2 MW (Belzile et al., 2017). Ce projet de JED a nécessité un investissement de 33 M\$. Depuis sa mise en service, il permet cependant de réduire les coûts reliés à l'achat de diesel de 5 M\$ à 6 M\$ annuellement (Association canadienne de l'énergie éolienne, 2013). Cette intégration d'énergie renouvelable diminue évidemment les émissions de GES de la mine. Ainsi, cinq millions de



litres de diesel sont économisés annuellement (10 % de sa consommation totale) représentant une diminution de 12 000 tonnes d'équivalent CO<sub>2</sub> (Association canadienne de l'énergie éolienne, 2013).

Ce premier projet de JED dans les Territoires du Nord-Ouest a permis de développer l'expertise locale pour les futurs projets éoliens de la région en choisissant des contracteurs basés à Yellowknife pour plusieurs travaux civils (Association canadienne de l'énergie éolienne, 2013).

#### **4.2.4 Yukon**

Seulement deux éoliennes sont connectées au réseau intégré du Yukon. Leur puissance totale n'est que de 0,81 MW et ne contribue donc pas significativement à la production électrique du territoire. De plus, ces éoliennes, installées en 1993 et en 2000 sont rendues en fin de leur vie utile (CBC News, 2018, 16 août). Elles ont quand même permis d'améliorer la conception de futures éoliennes déployées dans des climats semblables. Par exemple, un système de chauffage des pales a été installé et celles-ci ont aussi été peintes en noir afin d'utiliser l'énergie solaire pour minimiser l'accumulation de glace (Gouvernement du Yukon, 2015).

Le territoire du Yukon offre aussi la possibilité de mesurer le potentiel éolien des secteurs résidentiels et agricoles afin de calculer l'intérêt pour ceux-ci de devenir autoproducteurs. Le projet a depuis aussi été étendu aux communautés autochtones. Selon, Cathy Cottrell, planificatrice principale en énergie au ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources du Yukon (courriel, 25 juillet 2019), environ 35 personnes ont appliqué à ce programme depuis 2010. Le programme ne peut cependant que mesurer le potentiel de deux propriétés par année et n'a donc mené qu'à l'installation de quelques systèmes d'autoproduction. Madame Cottrell estime qu'un maximum de cinq éoliennes résidentielles ont été érigées suite aux de mesure de vents. Elle souligne que la plupart des résidences yukonaises sont localisées dans les vallées, à l'abri du vent, et ne sont donc pas propices à l'installation d'éoliennes.

#### **4.2.5 Limites**

L'implantation d'éoliennes dans un contexte nordique comporte quelques limites.

La première est reliée au climat. En effet, les températures extrêmes rencontrées au Nunavik peuvent être un facteur de risque pour le bris des éoliennes comme cela a été le cas au Yukon. De plus, sous une certaine température, généralement -40 °C, l'éolienne doit être arrêtée et ne peut donc pas combler les besoins électriques lorsqu'ils sont au plus élevé.

La deuxième est reliée à la présence de pergélisol et au risque de dégel de celui-ci qui augmente les coûts d'installation et nécessite l'utilisation de technologie novatrice (International Energy Agency, 2012).

La troisième est commune à la plupart des projets énergétiques en territoire isolé. La demande électrique des communautés est trop petite pour pouvoir profiter d'économies d'échelles comparativement aux projets développés au Québec méridional. À cela s'ajoutent les coûts supplémentaires de transport, de maintenance et d'hébergement des travailleurs. (Cherniak et al., 2015)

La quatrième est liée à la nature intermittente de l'énergie éolienne. Puisqu'un réseau électrique ne peut pas se fier aux éoliennes installées sur son territoire, celles-ci ne permettent pas de réduire la capacité des centrales diesel auxquelles elles sont couplées. Comme dans le cas de l'énergie solaire, l'énergie solaire ne permet que d'économiser du carburant, sans contribuer à la fiabilité en puissance (HQD, 2011a).

Finalement, l'installation d'éolienne nécessite la présence de main-d'œuvre qualifiée sur place. Puisque celle-ci est pratiquement inexistante, surtout à l'heure actuelle où seulement deux éoliennes sont présentes sur le territoire, elle doit être recherchée au Sud. Cette contrainte minimise les retombées économiques et sociales locales.

### **4.3 Petite hydroélectricité**

L'énergie des courants des rivières peut être harnachée à l'aide de petites centrales hydroélectriques. Il s'agit d'une autre option disponible au Nunavik pour l'intégration d'énergie renouvelable.

#### **4.3.1 Potentiel de petite hydroélectricité au Nunavik**

Le Nunavik possède un bassin hydrographique impressionnant et son potentiel hydroélectrique est naturellement très grand. Des projets de grande envergure comme celui du complexe Grande-Baleine proposé dans les années 1980 et abandonné en 1994 ont même déjà été proposés dans la région. Cependant, ceux-ci visaient l'alimentation électrique du Québec méridional et non des réseaux autonomes. Des projets de plus petite envergure visant à répondre aux besoins des réseaux autonomes seraient toutefois envisageables. Ces projets ne seraient probablement pas portés par HQ puisque, selon la Politique énergétique du gouvernement du Québec de 1996, le développement des centrales de moins de 50 MW ne peut être fait que par les entreprises privées.

Mis à part le projet Innavik à Inukjuak, peu d'information est disponible sur le potentiel de petite hydroélectricité au Nunavik. Cependant, trois rivières avaient été identifiées comme ayant un potentiel de petite puissance dans l'annexe A de l'entente Sanarrutik (2002) : la rivière Kovik située à environ 90 km d'Akulivik et d'Ivujivik ; la rivière Decoumte située à environ 20 km de Puvimittuq ; et la rivière Buet se déversant dans la rivière Arnaud à une quinzaine de kilomètres de Kangirsuk. Puisque l'entente ne mentionne que le nom des cours d'eau ayant un potentiel et non les coordonnées des emplacements favorables à l'installation d'une centrale, toutes les mesures précédentes sont approximatives.

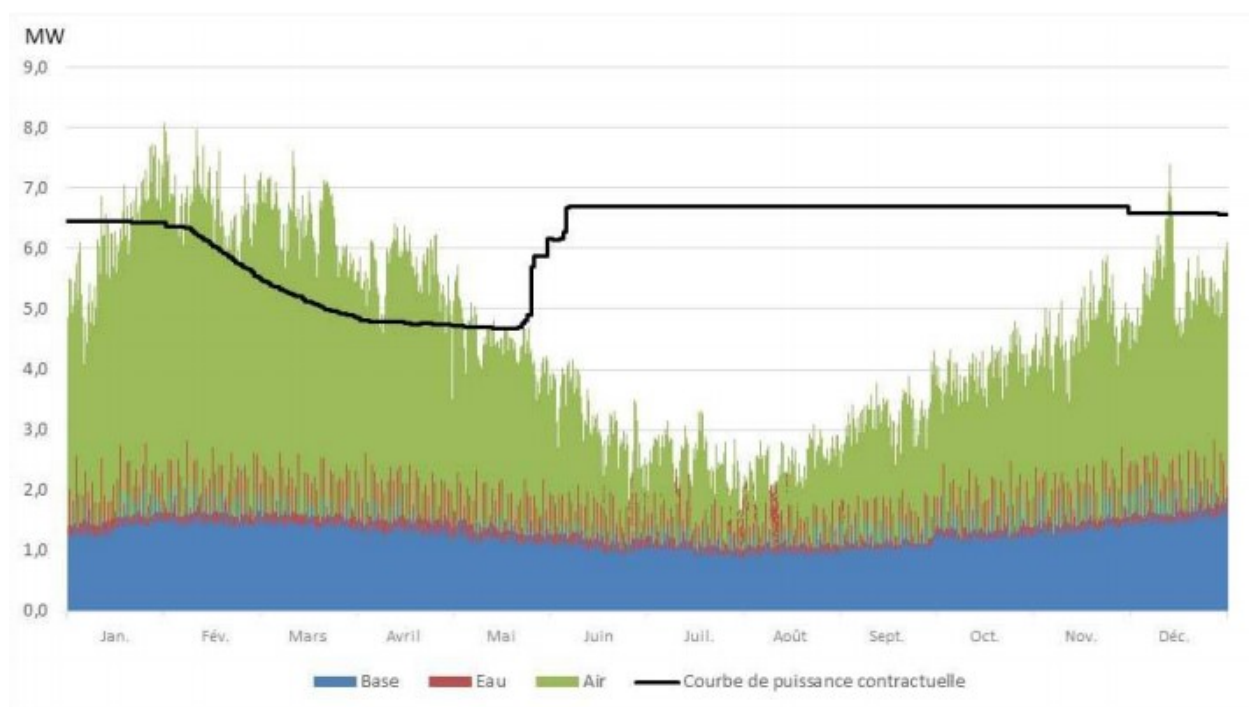
#### **4.3.2 Projet Innavik, Inukjuak**

Le projet Innavik visant à répondre aux besoins énergétiques d'Inukjuak grâce à la construction d'une centrale au fil de l'eau de 7,25 MW est actuellement présenté devant la Régie. Ce projet est porté à parts égales par la corporation foncière Pituvik d'Inukjuak et la compagnie privée Innergex et a une valeur totale d'environ 125 M\$ (HQ, 2019a). La centrale serait située à environ 10 km en amont d'Inukjuak sur la rivière du même nom. Le projet comprend aussi la construction d'une nouvelle centrale thermique de réserve qui servira à assurer la fiabilité de l'alimentation électrique et à pallier à la baisse de la production hivernale en raison de la plus faible hydraulité.

Ce projet en est à sa deuxième mouture puisqu'il a déjà achoppé à l'automne 2012 lors de l'incapacité des partenaires à s'accorder avec HQ sur la valeur du contrat de vente d'électricité (Rodon et Therrien, 2017). Ces premières négociations ont cependant mis la table pour la réalisation du projet puisqu'elles ont permis à la communauté de débattre sur la pertinence de celui-ci, notamment au moyen de micros ouverts à la radio locale (Cherniak et al., 2015). Ces débats ont permis à la population d'exprimer ses craintes et ses attentes face au projet et aux promoteurs de répondre aux questions des habitants et de modifier leur projet. Ainsi, lors d'un référendum sur la réalisation du projet en 2010, 83 % de la population s'est positionnée en sa faveur (Cherniak et al., 2015). Il est clair qu'un processus de consultation bien mené permet de bonifier un projet et d'améliorer son acceptabilité sociale.

Cette fois-ci, les partenaires ont réussi à s'entendre avec HQ sur un contrat d'approvisionnement en électricité d'une durée de 40 ans. Ce contrat prévoit qu'HQ (2019a) verse un montant annuel fixe en contrepartie d'une énergie et d'une puissance garanties. Malgré l'introduction d'un partenaire privé, les coûts évités en carburant font en sorte que le montant versé par HQ serait 20 % inférieur aux coûts d'exploitation de la centrale actuelle.

Les 7,25 MW du projet Innavik permettraient de combler les besoins électriques d’Innavik la majorité de l’année en plus de combler les besoins de chauffage des bâtiments et de l’eau présentement comblés par le mazout. La figure 4.6 illustre en effet que la production de la centrale ne sera pas suffisante pour combler les besoins en énergie lors des mois hivernaux. La construction de la centrale hydroélectrique mènera donc à la conversion des systèmes de chauffage résidentiel à la biénergie (électricité et mazout) ainsi qu’à la conversion des systèmes de chauffage de l’eau complètement à l’électricité (HQD, 2019a). Cette augmentation de la demande électrique de chacun des 480 foyers implique cependant que leurs entrées électriques soient remplacées afin d’en augmenter la capacité. L’utilisation de l’électricité comme énergie principale pour le chauffage mènera aussi à des modifications tarifaires adaptées spécialement pour le village. La réduction de plus de 80 % de la consommation d’hydrocarbures dans le village permettra de réduire d’environ 700 000 tonnes les émissions de CO<sub>2</sub> équivalent sur une période de 40 ans soit 17 500 tonnes par année (HQD, 2019a).



**Figure 4.6 : Répartition des besoins en énergie prévus en 2030 et courbe de puissance contractuelle**  
(tiré de : HQD, 2019a)

En plus de ses retombées environnementales positives, le projet Innavik vient aussi combler des besoins sociaux et économiques grâce à l’implication financière de la corporation foncière qui permet d’aligner les objectifs environnementaux aux objectifs économiques locaux.

Comme l'explique Eric Atagotaaluk, président de la corporation foncière Pituvik (MOOC Nordicité, 2016, 24 octobre), le projet a été conçu dans une optique de développement économique pour la communauté en misant entre autres sur la création d'emplois lors de la construction et de l'exploitation de la centrale. De plus, les revenus tirés de l'exploitation seront réinvestis pour supporter les besoins de la communauté comme l'éducation et le soutien des jeunes et des aînés (Cherniak et al., 2015). L'accroissement de la production électrique et la réduction de son coût pourraient aussi permettre l'implantation d'une serre (HQ, 2019a). Celle-ci permettrait de créer des emplois locaux, pourrait avoir un volet éducatif, réduirait le coût de l'alimentation et augmenterait l'offre de produits frais et sains.

#### **4.3.3 Limites**

L'implantation de petites centrales hydroélectriques dans un contexte nordique comporte quelques limites.

La première est évidemment le potentiel limité de cette ressource intimement lié au réseau hydrographique voisin de chaque communauté. Si celui-ci n'est pas propice, aucun développement hydroélectrique n'est envisageable. Il est aussi possible de se questionner sur la viabilité de tels projets si la centrale se situe à une certaine distance des villages en raison de l'éloignement. En effet, cette distance supplémentaire augmente les dépenses liées à la construction des chemins d'accès pour la construction de la centrale et surtout celles liées au raccordement électrique. Dans certains cas, les coûts de raccordement pourraient être aussi élevés que ceux de la construction. Les coûts de raccordement du projet Innavik n'ont pas pu être dissociés du coût total du projet par l'auteur, mais le coût de raccordement du village de la Romaine qui sera détaillé dans la sous-section 4.8 permet de prendre conscience de cet enjeu.

La deuxième est le coût élevé des infrastructures hydroélectriques comparativement à d'autres sources d'énergie renouvelable, bien que ce coût soit compensé par la nature prévisible de l'hydroélectricité qui permet d'économiser sur les installations diesel. Cherniak et al. (2015) rappellent que les subventions gouvernementales pour le développement des énergies renouvelables sont limitées. Ainsi, un projet hydroélectrique nécessitant d'importants investissements initiaux, mais peu d'entretien pourrait manquer de financement pour voir le jour. De même, l'accord d'une subvention généreuse dans une communauté pour un projet de centrale hydroélectrique pourrait limiter le financement disponible pour le développement d'autres filières ailleurs.

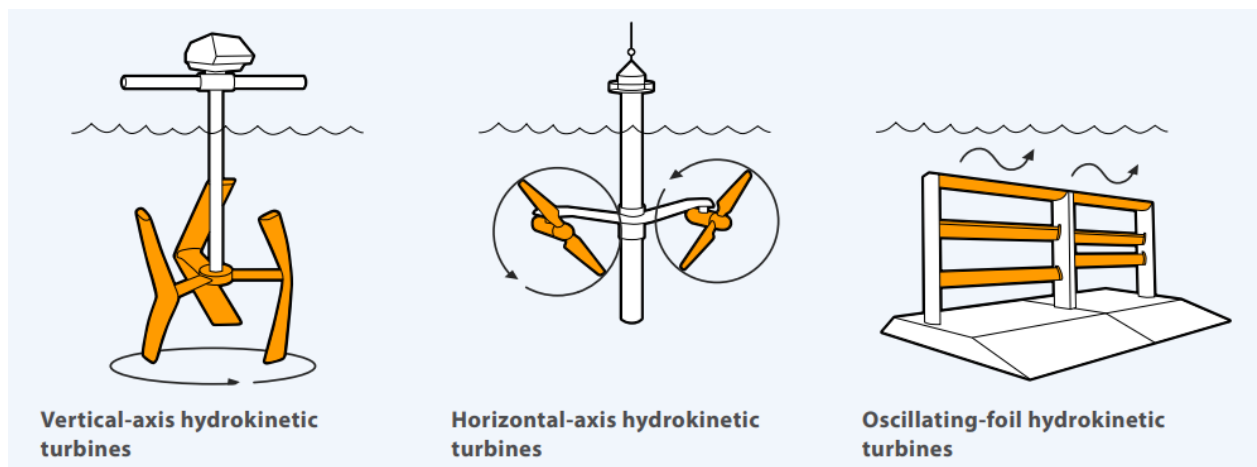
La troisième est les coûts cachés associés au changement de méthode de production de chaleur comme dans le cas du projet Innavik. La conversion au chauffage électrique de l'eau et au chauffage à la biénergie

de l'air entraînera effectivement des coûts supplémentaires par rapport à des projets d'énergie intermittente. Ces coûts représentent toutefois une occasion de développement économique local si des Nunavimmiut sont engagés pour réaliser ce travail.

La quatrième est la faible fenêtre annuelle pour la construction des infrastructures. Celle-ci force un suivi plus serré du respect des échéanciers et nécessite que plusieurs étapes normalement étalées dans le temps soient superposées (Anselmi, 2019, 29 août).

#### 4.4 Hydrolienne

Les hydrolennes se servent de la force des courants sous-marins afin de produire de l'électricité. Elles fonctionnent sur un principe similaire à celui des éoliennes à la différence de la force les mettant en mouvement. Les hydrolennes sont réparties en trois types (Laws et Epps, 2016 ; HQ, 2015) illustrés par la figure 4.7 : à axe vertical, à axe horizontal et à oscillation.



**Figure 4.7 : Types d'hydrolennes** (tiré de : HQ, 2015, p. 5)

HQ a déjà étudié le potentiel d'implantation des hydrolennes au Québec, mais s'est maintenant écarté de cette avenue. En effet, en 2013, le gouvernement du Québec a annoncé le financement d'un projet conjoint de RER Hydro, HQ et Boeing afin d'installer plusieurs hydrolennes dans le fleuve Saint-Laurent qui n'a finalement jamais abouti (The Canadian Press, 2013, 11 novembre). Cependant, cette technologie pourrait être utilisée dans des contextes spécifiques comme celui des réseaux autonomes du Nunavik. C'est pourquoi le gouvernement québécois a octroyé en 2017 41 364 \$ à Makivik pour analyser le potentiel de production de cette énergie.

Bien qu'aucune étude ne porte présentement spécifiquement sur le potentiel hydrolien du Nunavik, HQ (2015), en se basant sur le potentiel canadien, la proportion des cours d'eau situés au Québec et la faisabilité technique, estime que le potentiel total pour le Québec est d'environ 525 à 788 MW.

Les hydroliennes ont l'avantage de fournir une énergie relativement prévisible et de ne pas obstruer le paysage (HQ, 2015). De plus, leur impact sur la vie marine est relativement minime puisque les poissons évitent les hydroliennes. Même en cas de contact, les taux de survie varient entre 96 et 98 % (Laws et Epps, 2016). Les hydroliennes de moins de 50 MW (largement suffisantes pour les besoins du Nunavik) ne perturbent pas non plus la sédimentation de manière substantielle (Laws et Epps, 2016). Ces raisons ont mené les participants aux ateliers organisés dans le cadre de Parnasimautik (2014) à déterminer que les hydroliennes « pouvaient constituer des solutions de rechange aux centrales au diesel et au développement hydroélectrique de grande envergure au Nunavik. »

Par contre, HQ estime qu'il est rare de trouver des sites où toutes les bonnes conditions d'opération sont réunies puisque la profondeur du cours d'eau doit être d'au moins 6 mètres et que la vitesse du courant doit être d'au moins 2 mètres par seconde. De plus, une hydrolienne ne peut convertir qu'environ 15 % de l'énergie cinétique d'une rivière. Finalement, l'hiver peut compliquer leur fonctionnement et diminuer leur rendement saisonnier. (HQ, 2015)

#### **4.5 Biomasse**

Peu de biomasse est disponible au Nunavik en raison de la faible végétation. Au Sud, la taïga comporte un couvert forestier relativement faible et au Nord la toundra est presque dénudée d'arbres (Berteaux et al., 2014). Les déchets de l'industrie du bois ne peuvent donc pas être valorisés pour produire de l'énergie comme c'est le cas dans d'autres régions.

Cependant, il est aussi possible de valoriser les matières résiduelles municipales. Cette valorisation énergétique peut être une solution de rechange à l'enfouissement. Par différents procédés comme la combustion, la gazéification ou la pyrolyse, ces déchets peuvent ainsi être convertis en électricité ou en chaleur (Écothech Québec, 2016). Cette solution pourrait être particulièrement adaptée au Nunavik où les matières résiduelles sont gérées différemment du reste de la province et où aucun système de recyclage n'est mis en place de façon concertée (ARK, 2015). Plutôt que d'être brûlées sans valorisation, enfouies ou entreposées, les matières résiduelles pourraient permettre de subvenir partiellement aux besoins de chauffage ou d'électricité.

Le potentiel énergétique des déchets pour l'ensemble du Nunavik est toutefois limité. Belzile et al. rapportent que le potentiel de chaleur des déchets n'y est que de 227 kW thermique par 1 000 habitants comparativement à 434 kW à Schefferville. Selon eux, la région ne produit tout simplement pas assez de déchets pour que cette option puisse être pertinente.

Malgré tout, le potentiel énergétique des déchets de Kuujuaq, plus grande communauté du Nunavik, est suffisant pour qu'une étude de faisabilité ait été complétée par la firme danoise Ramboll (2019). Ce projet utiliserait la combustion contrôlée des matières résiduelles municipales afin de combler une partie de la demande en chauffage des bâtiments principaux de Kuujuaq comme l'hôpital, l'école secondaire, l'école primaire, la caserne de pompiers, les bureaux de l'ARK et le garage municipal à l'aide d'une boucle d'échange de chaleur. Sous cette forme, un tel projet n'entrerait pas dans le cadre d'analyse de cet essai. Cependant, si une boucle d'échange de chaleur était déjà existante dans un village nordique, il serait parfaitement logique de croire que la récupération de chaleur de sa centrale diesel serait privilégiée. Ramboll estime en se basant sur ses multiples expériences au Groenland qu'un tel projet pourrait être rentable après une période de cinq à dix ans et que le prix de la chaleur qu'il distribuerait serait compétitif avec celui du mazout.

Malgré cela, le potentiel des autres villages nordiques reste à démontrer. Puisque leurs populations sont inférieures à celle de Kuujuaq, leurs productions de matières résiduelles et donc de gisements de biomasse le sont tout autant. Kuujuaq accueille aussi les bureaux de plusieurs organismes du Nunavik qui sont autant de bâtiments principaux à chauffer.

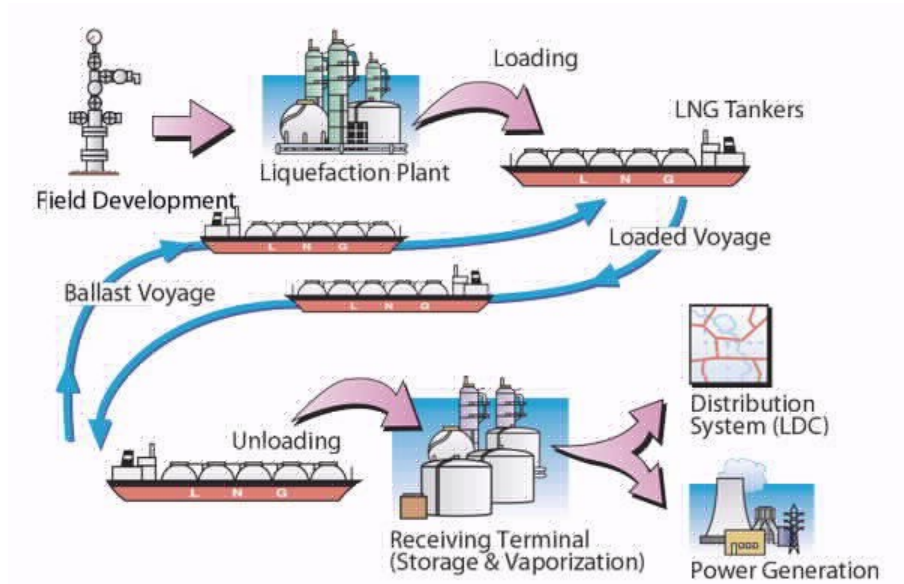
#### **4.6 Gaz naturel**

Le gaz naturel n'est pas une énergie renouvelable, mais sa combustion engendre tout de même environ 35 % moins de GES que celle du diesel (ICF, 2013). Le remplacement d'un combustible par un autre pourrait donc présenter un avantage environnemental. Cet avantage serait d'autant plus grand avec le gaz naturel renouvelable issu de la biométhanisation. Celui-ci ne représente toutefois qu'une infime partie du gaz naturel présentement distribué au Québec et ne devrait atteindre que 5 % en 2025 (ministère de l'Énergie et de Ressources naturelles, 2019).

Malheureusement, aucun gazoduc ne se rend jusqu'aux villages du Nunavik. La distribution de gaz naturel devrait donc se faire par bateau comme pour tous les autres carburants présentement utilisés. Puisque la densité du gaz naturel est trop faible pour que son transport maritime soit viable, sa liquéfaction devrait

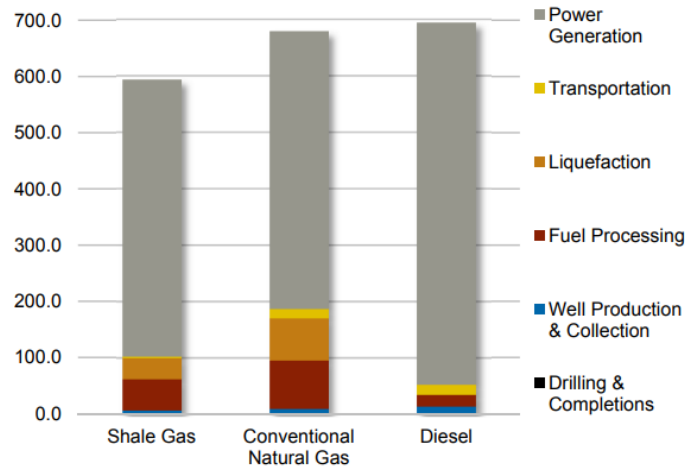


être envisagée. En effet, une fois refroidi jusqu'à ce qu'il atteigne l'état liquide ( $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ ), son volume est réduit de 600 fois environ. Le GNL doit être transporté sur des navires-citernes spécifiquement conçus pour cet usage (Énergie Saguenay, s. d.). La figure 4.8 schématise ce processus.



**Figure 4.8 : Liquéfaction et transport du gaz naturel** (tiré de : IHRDC, s. d.)

Une analyse de cycle de vie se révèle utile afin de mieux comparer les émissions de GES du gaz naturel et du diesel. Celle-ci, plutôt que de seulement comparer la phase de combustion, permet de comparer les émissions de GES des deux carburants à toutes les étapes dès leur extraction. À la connaissance de l'auteur, aucune analyse de cycle de vie n'existe pour comparer le diesel et le gaz naturel au Nunavik. Cependant, Yukon Energy a mandaté trois firmes pour conduire de telles analyses sur son territoire. Les trois analyses de cycle de vie convenaient que la transition du diesel au gaz naturel comme carburant permettrait à la compagnie d'économiser des sommes substantielles, d'émettre moins de GES, de particules et d'azote ainsi que de réduire le bruit de ses centrales (Yukon Energy, s. d.). La compagnie a donc entamé la transition de ses centrales thermiques vers le gaz naturel en 2015. La figure 4.9 compare sur leurs cycles de vie les émissions de GES de trois carburants : le gaz naturel de schiste, le gaz naturel conventionnel et le diesel. Elle démontre que le diesel est le plus polluant. Bien qu'une analyse de cycle de vie réalisée au Yukon diffère légèrement d'une qui serait réalisée au Nunavik en raison du transport qui se fait par camion et non par bateau, la figure 4.9 illustre que la majorité des émissions de GES provient de la combustion dans la centrale et que la modification du mode de transport n'apporterait pas de changements significatifs.



**Figure 4.9 : Analyse de cycle de vie des émissions de GES du gaz naturel de schiste, du gaz naturel conventionnel et du diesel servant à alimenter une centrale électrique (kg d'équivalent CO<sub>2</sub>/MWh)**  
(tiré de : ICF, 2013, p.15)

#### 4.6.1 Limites

La plus grande limite pour la transition vers le gaz naturel est son transport. L'absence de lien routier avec le reste du Québec oblige l'utilisation de navires-citernes conçus pour transporter du GNL et les navires présentement utilisés ne pourraient pas inclure ce type de carburant. L'intérêt d'achat d'une nouvelle flotte par les transporteurs privés desservant actuellement le Nunavik demeure très hypothétique. Certains navires-citernes pourraient avoir une capacité de transport suffisamment petite pour être adaptés à la production électrique du Nunavik. En effet, le volume de GNL transporté par navire peut être aussi bas que 1000 m<sup>3</sup>. Un tel volume pourrait permettre de produire environ 6,08 GWh d'électricité alors que la production annuelle des réseaux autonomes varie en 2,0 GWh à Aupaluk et 20,2 GWh à Kuujuaq pour un total de 93,1 GWh (Enbridge, s. d. ; HQD, 2018a ; International Gas Union, 2012). Il y aurait donc possibilité d'utiliser des navires-citernes adaptés au volume de GNL nécessaire.

$$1000 \text{ m}^3 \text{GNL} * \frac{585 \text{ m}^3 \text{gaz naturel}}{\text{m}^3 \text{GNL}} * \frac{10\,395 \text{ kWh}}{1 \text{ m}^3 \text{gaz naturel}} * \frac{1 \text{ GWh}}{100\,000 \text{ kWh}} = 6,08 \text{ GWh}$$

Par contre, la transition entre la production d'électricité au diesel et au gaz naturel de tous les réseaux autonomes ne pourrait pas être simultanée. Ce contexte mènerait alors à deux systèmes de transport de carburant parallèles qui viendraient réduire les possibles économies d'échelle. En plus, l'intérêt de cette

conversion pour les réseaux dotés de centrales diesel récentes ou vouées à être alimentés par des énergies renouvelables comme à Inukjuak semble nul, réduisant d'autant les économies d'échelle.

Finalement, bien que les émissions de GES d'une centrale alimentée au gaz naturel soient inférieures à celles d'une centrale au diesel, elles demeurent bien plus élevées que l'électricité produite par les énergies renouvelables.

#### **4.7 Petit réacteur nucléaire modulaire**

Les petits réacteurs modulaires (PRM) sont des unités de production d'électricité ayant comme source d'énergie un combustible nucléaire. Contrairement aux réacteurs « traditionnels » qui ont une puissance moyenne d'un peu moins de 900 MW (International Atomic Energy Agency, 2019), les PRM peuvent produire de quelques centaines de kilowatts jusqu'à une puissance maximale de 300 MW. Les PRM, comme leur nom l'indique, sont construits en modules dans une usine. Ils sont ensuite déplacés jusqu'à leur site d'opération où ils peuvent être assemblés en chaîne ou seuls en fonction des besoins (Laboratoires Nucléaires Canadiens, 2016). Selon leur puissance, les PRM peuvent avoir une taille variant de celle d'un sous-sol de maison à celle d'un édifice (Olivier, 2018, 8 octobre).

Aucun PRM n'existe pour l'instant au Canada ni ailleurs dans le monde. Les Laboratoires nucléaires canadiens (2016) veulent cependant bâtir le premier prototype d'ici 2026. En 2018, selon l'Agence internationale de l'énergie atomique (2018), une cinquantaine de modèles et de concepts de PRM étaient en développement dans le monde, dont quatre qui étaient à un stade avancé de construction. Selon Sue Ion, ingénieure spécialiste du secteur nucléaire, il faudra attendre les années 2030 ou 2040 pour que cette technologie s'installe et puisse contribuer à la décarbonisation du secteur énergétique (Harrabin, 2016, 23 mars).

Les PRM peuvent être utilisés en combinaison avec d'autres sources d'énergie et peuvent donc servir d'énergie de base pour les énergies renouvelables intermittentes. Leur nature modulaire permet aussi d'augmenter la capacité de production en fonction des besoins des communautés. De plus, une étude des Laboratoires nucléaires canadiens tend à démontrer que leur coût de construction et de fonctionnement est inférieur à celui des centrales au diesel dans le contexte nordique canadien (Moore, 2016).

Évidemment, même si les PRM émettent peu de GES, ils produisent des déchets radioactifs potentiellement dangereux. Actuellement, au Canada, les déchets nucléaires des centrales

« traditionnelles » sont entreposés in situ puisqu'aucun site d'enfouissement n'existe encore pour l'ensemble du pays (Carrière, 2019, 18 janvier). Même lorsqu'un tel site existera, d'éventuels déchets radioactifs du Nunavik devraient être acheminés par bateau jusqu'au sud de la province puis par voie terrestre afin de pouvoir être entreposés. Le risque environnemental de telles installations électriques est donc non-négligeable.

D'ailleurs, les Inuits se sont prononcés à de nombreuses reprises contre le développement de l'énergie nucléaire qui pourrait avoir des impacts considérables et non réversibles sur le territoire et par conséquent sur leur mode de vie traditionnel. Par exemple, lors d'une réunion tenue en 2005 à Kuujuaq portant sur la gestion à long terme des résidus nucléaires au Canada, les participants se sont positionnés en faveur de l'arrêt de l'utilisation de l'énergie nucléaire au Canada. De surcroît, ils ont fait valoir qu'ils étaient en opposition directe à ce que les déchets nucléaires soient entreposés, éliminés ou transportés sur leur territoire. (Inuit Tapiriit Kanatami, 2005) Plus récemment, en 2014, après trois ans de consultation, l'ARK et la Société Makivik se sont opposés d'une voix commune à l'exploitation d'une mine d'uranium. Selon ces organisations, les éléments radioactifs comportent un risque trop important pour la faune intimement liée à la culture et à l'alimentation des Inuits (CBC News, 2014, 4 décembre).

#### **4.8 Raccordement au réseau intégré**

L'alimentation électrique des quinze communautés du Nunavik à l'étude est assurée par des réseaux autonomes en raison de leur éloignement du reste de la province. Cet éloignement, combiné avec la faible population du Nunavik et la nature particulière de son territoire rend le raccordement au réseau intégré d'HQ une option très coûteuse et techniquement difficile.

Cependant, la faible intensité carbone du parc de production d'HQ alimentant le réseau intégré pourrait être une option très intéressante de réduction de GES en cas de raccordement. HQ a d'ailleurs récemment choisi cette option à deux reprises en choisissant de raccorder le réseau autonome du village de la Romaine sur la Côte-Nord et celui des Îles-de-la-Madeleine. Un tel projet est aussi envisagé dans le nord de l'Ontario afin de raccorder une quinzaine de communautés au réseau intégré. Le gouvernement du Québec s'était engagé en 2002 à financer une étude portant sur une ligne de transport d'électricité qui permettrait l'alimentation en électricité de tous les villages du Nunavik et de la minière Raglan (Société Makivik, ARK et Gouvernement du Québec, 2002). Selon les recherches de l'auteur, cette étude n'a cependant jamais abouti. Le raccordement de Kuujuaq au réseau intégré a aussi été étudié lors du remplacement de la centrale en 2010. Cette option a cependant été écartée par HQD (2007) puisque la

construction d'une ligne de transport de quelque 450 km et d'un poste de départ et d'arrivée aurait représenté un investissement d'environ 347,8 M\$ et des charges annuelles de l'ordre de 30 M\$. Ces coûts étaient bien plus élevés que ceux liés à la construction d'une nouvelle centrale. Après analyse de conditions actuelles, de par sa position géographique, seule la centrale alimentant les communautés de Kuujjuarapik et Whapmagoostui se prêterait au raccordement au Nunavik.

#### **4.8.1 Kuujjuarapik et Whapmagoostui**

L'idée de raccorder les villages de Kuujjuarapik et Whapmagoostui au réseau intégré n'est pas récente. Frédéric Brassard (entrevue, 18 juillet 2019), conseiller relations avec les autochtones chez HQ, explique que ce raccordement est intimement lié à la création d'une route reliant ces villages à celle s'arrêtant actuellement à Radisson. En fait, tout porte à croire que le raccordement ne pourrait pas se faire sans le prolongement de la route, option qui n'est pas envisagée pour l'instant. HQ a d'ailleurs déjà évalué le potentiel de prolongement du réseau électrique intégré et de la route en 1990. Cependant, à la connaissance de monsieur Brassard, l'entreprise n'a pas révisé cette étude depuis. Évidemment, les coûts associés à la construction à cette époque ne se comparent pas à ceux en date d'aujourd'hui. Une nouvelle étude serait donc nécessaire pour obtenir des données actualisées si jamais le raccordement était envisagé.

Une étude économique du prolongement de la route a cependant été effectuée dans le cadre du Plan Nord. Celle-ci n'est pas publique, mais conclue que le projet ne se fera probablement pas à court terme sauf en cas de développement hydroélectrique de grande puissance dans la région (Denis Audette, entrevue, 21 mars 2019).

Puisque le taux d'émission de CO<sub>2</sub> associé aux approvisionnements en électricité du réseau intégré est presque nul (0,5 kg/MWh en 2018 [HQ, 2018]), le raccordement des villages de Kuujjuarapik et de Whapmagoostui permettrait de réduire à presque zéro les émissions de GES liées à la production et la consommation d'électricité à cet endroit. En plus d'éliminer la production d'électricité à partir de diesel, cette option permettrait aussi d'électrifier les systèmes de chauffage des bâtiments et de l'eau à l'aide du mazout puisque l'interdiction d'utiliser l'électricité pour des usages thermiques n'aurait plus de sens dans un contexte où cette électricité serait propre et renouvelable. Également, la charge électrique supplémentaire associée à ce raccordement serait minime pour l'ensemble du réseau et ne nécessiterait pas d'augmentation de la capacité de production du parc d'HQ.

Bref, bien que le raccordement ne semble pas être une option envisagée par HQ pour l'instant dans le cas du Nunavik, celle-ci demeure une des seules permettant de réduire les émissions de GES à presque zéro.

#### 4.8.2 Village de la Romaine

Des travaux sont en cours afin de raccorder le réseau autonome du village de la Romaine sur la Côte-Nord au réseau intégré d'HQ. Ce projet dont la mise en service est prévue pour 2021 s'intègre dans le plan stratégique 2016-2020 de l'entreprise (HQ, s. d.).

Le village de près de 1 000 habitants est présentement alimenté par une centrale diesel vétuste et plusieurs options ont été envisagées afin de répondre à la demande électrique de ses habitants : le raccordement au réseau intégré à l'aide d'une ligne de 25 kV couplé à la construction d'une nouvelle centrale thermique froide garantissant la fiabilité ; le raccordement à l'aide d'une ligne de 34 kV ; le raccordement à l'aide d'une ligne de 161 kV ; et la construction d'une nouvelle centrale thermique. Le tableau 4.2 conçu par HQD compare ces différentes options en termes de coûts, de qualité de service et d'impacts environnementaux. Il permet de constater que la construction d'une nouvelle centrale thermique est l'option menant aux moins d'heures d'interruption de service, mais est de loin la plus polluante (3,8 millions de litres de diesel par année) ainsi que la plus coûteuse. HQD (2017a) juge donc que cette solution est « inacceptable ». Il permet aussi de constater que le coût du raccordement varie grandement en fonction de la tension de la ligne reliant le réseau autonome au reste du Québec et influence faiblement le nombre d'heures d'interruption annuelles.

**Tableau 4.2 : Comparaison des options pour alimenter le village de la Romaine** (tiré de : HQD, 2017a, p.9)

	<i>Raccordement à 25 kV et construction nouvelle centrale en réserve froide</i>	<i>Raccordement à 34 kV sans centrale en réserve froide</i>	<i>Raccordement à 161 kV</i>	<i>Nouvelle centrale thermique</i>
	<i>MES 2019</i>	<i>MES 2019</i>	<i>MES 2022</i>	<i>MES 2022</i>
<b>Coût global en M\$<sup>1</sup> actualisé 2017</b>	151,8	136,8	199,5	206,3
<b>Investissements en M\$<sup>1</sup> actualisé 2017</b>	88,4	83,1	122,9	54,9
<b>Impact sur la qualité de service : IC en heures d'interruption annuelles</b>	25 heures	30 heures	15 heures	5 heures
<b>Impacts sur l'environnement :</b>				
<i>Réduction de la consommation annuelle de diesel (litres)</i>	-3 720 kL	-3 800 kL	-3 800 kL	0 kL
<i>Consommation annuelle de diesel (litres)</i>	80 kL	0 kL	0 kL	3 800 kL
<i>Réduction des GES</i>	Oui	Oui	Oui	Non

Note 1 : Analyse économique réalisée sur une période de 30 ans.

HQD (2019b) a finalement opté pour le raccordement du village à l'aide d'une ligne de 34 kV de 112 km partant du village de Natashquan et l'ajout de trois sous-postes. La ligne sera toutefois construite avec des portiques en bois à 161 kV afin « d'assurer une robustesse adaptée au climat du territoire. » (HQ, s. d.) HQD (2017a) soutient que la proximité du village de la Romaine avec le réseau intégré a pesé en faveur du raccordement.

La ligne devait à l'origine être mise en fonction en 2019, mais des délais liés à l'obtention des autorisations gouvernementales ont repoussé la mise en service prévue à 2021 (HQD, 2019b). Ces délais administratifs menant à une hausse de coûts et une augmentation de la durée de vie de la centrale diesel seraient à prendre en compte lors de l'analyse de faisabilité du raccordement de réseaux autonomes du Nunavik. Il est aussi intéressant de noter que, bien que le contexte soit différent sur la Côte-Nord, le projet de raccordement sera complété même sans la connexion routière prévue initialement. Finalement, il faut garder en tête que la distance séparant Radisson de Kuujuaupik (environ 160 km à vol d'oiseau) est environ le double de celle séparant Natashquan de la Romaine (environ 80 km à vol d'oiseau).

#### **4.8.3 Îles-de-la-Madeleine**

Dans le cadre de son plan stratégique 2016-2020, HQ désire aussi raccorder le réseau autonome des Îles-de-la-Madeleine au réseau intégré. Il est prévu que deux câbles sous-marins d'environ 225 km et d'une capacité de 80 MW relient le plus important réseau autonome québécois à la Gaspésie d'ici 2025 (HQ, s. d.).

Ce projet, bien que s'inscrivant dans un contexte bien différent de celui du Nunavik, démontre la volonté de la société d'État de réduire ses émissions de GES et sa capacité à surmonter des difficultés techniques importantes pour y arriver. De plus, dans le cadre de ce projet, HQ (s. d.) minimise les impacts de ses travaux sur la faune marine locale et réduit les impacts de ses activités sur les pratiques traditionnelles de pêche. Ces efforts de protection des milieux naturels ainsi que des activités traditionnelles sont transférables dans le contexte du Nunavik où ces aspects jouent un rôle primordial.

#### **4.8.4 Nord de l'Ontario**

Un projet de raccordement de 17 communautés isolées du nord de l'Ontario porté conjointement par ces communautés et par une entreprise privée a reçu l'approbation de la Régie de l'énergie de l'Ontario en 2019 (Wataynikaneyap Power, 2019).

Dans une analyse économique publiée en 2014, l'Ontario's Independent Electricity System Operator (2014) évaluait le coût du diesel servant à produire de l'électricité pour ces communautés à 90 M\$ par année et les économies de diesel liées à leur raccordement au réseau intégré à 1 G\$ pour les 40 années suivantes.

Ce projet de 1,6 G\$ n'a toutefois pas que des retombées environnementales. Plusieurs résidents autochtones de ces communautés rencontrés par CBC (Purdon et Palleja, 2018, 2 décembre) expliquent que les retombées économiques et sociales sont aussi, sinon plus, importantes.

En effet, la construction de 1 800 km de lignes de transmission créera 260 emplois dans une région ayant un taux de chômage sept fois plus élevé que la moyenne canadienne. Des programmes de formation de la main-d'œuvre sont justement inclus dans le projet. La participation financière des communautés leur permettra aussi de profiter de retombées économiques récurrentes pour les années à venir. Dans le reportage, Curtis Rae, résident de Deer Lake, explique la fierté qu'il ressent en participant à ce projet structurant pour la région : « *I would definitely be proud [...] It's something I can tell my kids dad helped build. It would put a smile on their face.* »

Le raccordement au réseau intégré permettra aussi d'assurer une alimentation électrique où les centrales diesel ne suffisaient pas à répondre à la demande. Nathan Singleton de Kingfisher espère que le raccordement pourra régler le problème de logement de sa communauté puisque la centrale existante ne produisait même pas assez d'électricité pour le trop peu de maisons qu'elle desservait. Il espère aussi que le projet mène à la création d'un centre communautaire où les jeunes pourront se retrouver et se développer sainement.

Bref, le raccordement ne comporte pas que des bénéfices environnementaux, mais permet aussi aux communautés de croître sans être limitées par la production électrique.



## **5. SÉLECTION ET ANALYSE DES MESURES LES PLUS ADAPTÉES AUX RÉSEAUX AUTONOMES DU NUNAVIK ET LEUR ANALYSE**

Cette section sélectionne et analyse les mesures les plus adaptées aux réseaux autonomes du Nunavik.

### **5.1 Méthodologie**

Plusieurs types d'outils d'aide à la décision s'offrent afin d'analyser un lot d'options. Le choix de la méthodologie est donc très important et se doit d'être justifié.

#### **5.1.1 Type d'outil d'aide à la décision**

À la suite de la consultation de la littérature, l'analyse multicritère a été préférée à l'analyse unicritère comme outil d'aide à la décision afin de mieux refléter la complexité de la réalité. En effet, bien qu'une analyse unicritère puisse être mathématiquement bien posée, elle peut rarement refléter de manière réaliste la réalité. Par exemple, dans le cadre de cet essai, une analyse unicritère pourrait comparer les différentes options de réduction de GES liées à la production et à la consommation d'électricité uniquement sur le nombre de tonnes de GES évitées. Cette méthodologie éluderait alors tous les aspects sociaux, techniques et économiques pourtant essentiels à la réalisation de la transition énergétique dans les réseaux autonomes du Nunavik. Or, Roy (1985) explique qu'« aider à la décision, c'est [...] apporter l'information qui autorise une appréciation plus sûre du champ des possibles et une anticipation plus correcte des résultats susceptibles de découler des actions projetées. » Ainsi, même si une analyse multicritère ne mène pas nécessairement à une solution optimale, cette démarche s'approche beaucoup plus d'un problème de décision réel où les acteurs impliqués recherchent une solution de compromis (Zoller et Béguin, 1992). Les graves lacunes de l'analyse unicritère ont motivé le choix de l'analyse multicritère qui, elle, incorpore la présence de plusieurs rationalités.

Différentes méthodes d'agrégations des préférences s'offrent pour compléter une analyse multicritère. Les deux des principales étant le critère unique de synthèse et le surclassement de synthèse, chacune découlant d'écoles de pensées différentes (Roy, 1985).

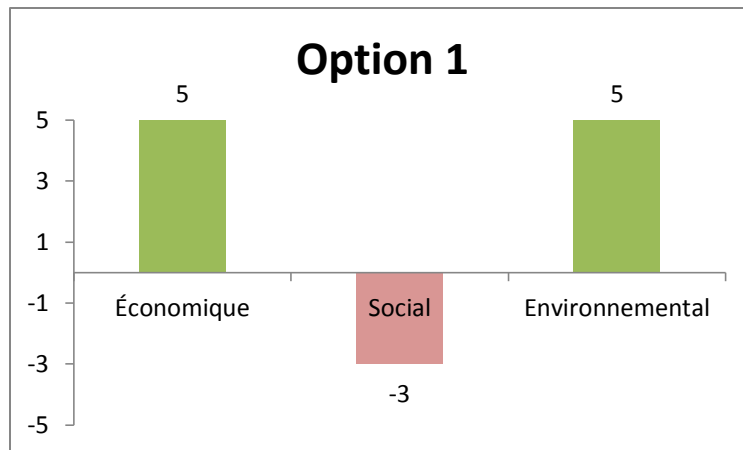
Le critère unique de synthèse, basé sur l'éthique utilitariste, aide à passer du multicritère au monocritère (Previl, 2001). Cette méthode applique le principe de majorité et cherche à choisir la solution qui présente le maximum d'avantages pour le plus grand nombre dans la résolution des problèmes sociaux. Une simple

somme pondérée permet donc de calculer la performance globale de chacune des options. Guitouni, Bélanger et Martel (2010) modélisent la performance globale  $V(a_i)$  de chaque option  $a_i$  ainsi :

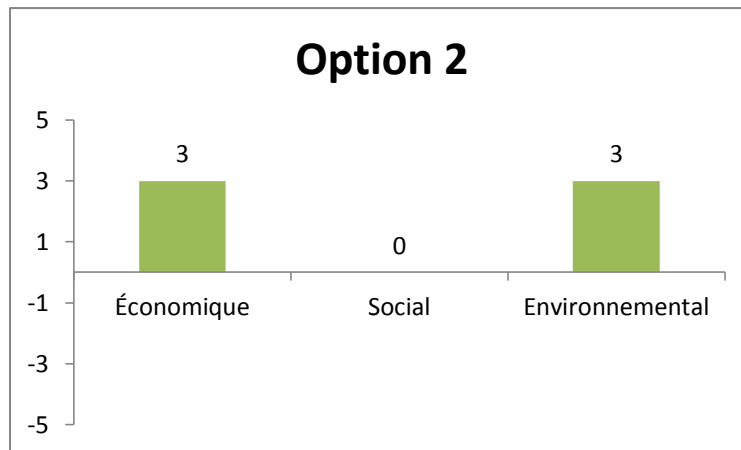
$$V(a_i) = \sum_{j=1}^n \pi_j * e_{ij}$$

où  $\pi_j$  représente le coefficient d'importance du critère  $j$  et  $e_{ij}$ , l'évaluation de l'action  $a_i$  en regard du critère  $j$ .

Cette méthode d'agrégation postule que tous les critères sont comparables entre eux afin d'arriver à un indice moyen. Une option pourrait ainsi obtenir la plus grande performance globale grâce à l'excellente évaluation de certains de ses critères qui compenseraient les évaluations négatives des autres. Par exemple, les figures 5.1 et 5.2 illustrent l'évaluation de deux options hypothétiques en fonction de trois critères : économique, social et environnemental. Dans cet exemple, l'évaluation des options en fonction des différents critères est basée sur une échelle allant de - 5 à 5 et le coefficient d'importance (la pondération) de chacun des critères est égal à 1.



**Figure 5.1 : Évaluation de l'option hypothétique 1**



**Figure 5.2 : Évaluation de l'option hypothétique 2**

L'option 1 obtient un score de 5 pour le critère économique, de -3 pour le critère social et de 5 pour le critère environnemental. Sa performance globale est donc de 7.

$$V(\text{option 1}) = (1 * 5) + (1 * -3) + (1 * 5) = 7$$

De son côté, l'option 2 obtient un score de 3 pour le critère économique, de 0 pour le critère social et de 3 pour le critère environnemental. Sa performance globale est donc de 6.

$$V(\text{option 2}) = (1 * 3) + (1 * 0) + (1 * 3) = 6$$

Une analyse multicritère agrégée selon un critère unique de synthèse mènerait à la conclusion que l'option 1 est plus souhaitable que l'option 2 puisqu'elle maximise l'utilité globale. Toutefois, il est possible de constater que cette option, bien que très positive sur les plans économique et environnemental, comporte des coûts sociaux importants. De son côté, l'option 2 n'obtient aucun score négatif et obtient une performance globale inférieure, mais similaire à celle de l'option 1. Selon l'approche utilitariste de l'agrégation par critère unique de synthèse, les effets sociaux négatifs de l'option 1 sont complètement compensés par les effets économiques et environnementaux positifs. Cependant, en réalité, les différents critères sont rarement parfaitement comparables et il n'est pas clair que la bonne performance d'un critère puisse réellement compenser un autre.

Le surclassement de synthèse permet de mieux prendre en compte cette non-comparabilité des critères. Cette approche est basée sur l'éthique kantienne que le philosophe (1785) résume ainsi : « Agis uniquement d'après la maxime qui fait que tu peux vouloir en même temps qu'elle devienne une loi

universelle. » Une personne doit donc se demander si elle peut vouloir rationnellement que tout le monde agisse comme elle, même vouloir quelque chose qu'elle ne souhaite pas pour elle-même. Cette approche de surclassement suppose qu'il est possible de comparer deux options sur la base d'« au moins aussi bon que » (Guitouni, Bélanger et Martel, 2010). Mathématiquement, cette méthode peut se modéliser comme : une action  $a_i$  est au moins aussi bonne qu'une autre  $a_k$  selon la plupart des critères et il n'existe pas de critère selon lequel  $a_i$  est beaucoup plus mauvaise que  $a_k$  (Previl, 2001).

Selon l'exemple hypothétique décrit plus haut, la méthode de surclassement de synthèse préférerait probablement l'option 2 à l'option 1 puisqu'elle est presque aussi bonne que l'option 1 selon les critères économiques et environnementaux et il n'existe pas de critère selon lequel elle est beaucoup plus mauvaise que l'option 1. Cet exemple permet également de remarquer que le surclassement de synthèse mène à des résultats moins définitifs que le critère unique de synthèse en raison de sa définition laissant place à l'interprétation.

Bref, l'analyse multicritère a été préférée à l'analyse unicritère comme méthodologie d'aide à la décision afin de mieux représenter la réalité des décisions liées à la transition énergétique. Ensuite, la technique d'agrégation par surclassement de synthèse a été préférée à celle de critère unique de synthèse malgré la plus grande place qu'elle laisse à l'interprétation. Cela est justifié par un souci de réalisme puisque les critères des différentes sphères ne peuvent pas se substituer. Ainsi, la méthodologie sélectionnée permet de s'assurer que les options retenues ont plus de chance d'être socialement acceptables et donc plus de chance de se réaliser.

La consultation de la littérature a permis de faire ressortir deux outils d'aide à la décision qui ont inspiré celui utilisé dans cet essai, soit principalement la Boussole Bernoise (Office de la coordination environnementale et de l'énergie du Canton de Berne, 2008) et, dans une moindre mesure, la Grille d'analyse de développement durable (GADD) (Chaire en éco-conseil de l'Université du Québec à Chicoutimi, s. d.). La Boussole Bernoise est un outil développé en Suisse permettant d'évaluer la durabilité d'un projet selon les trois sphères traditionnelles du développement durable : l'environnement, la société et l'économie. Chaque sphère est divisée en plusieurs critères qui sont tous évalués sur une échelle allant de - 2 à 2. La GADD, développée au Québec, analyse plutôt les projets selon six sphères : l'environnement, la société, l'économie, la culture, l'éthique et la gouvernance. Elle prône l'analyse en groupe visant le consensus. Évidemment, puisque l'analyse de cet essai n'est effectuée que par une seule personne, cette option n'est pas envisageable. Cet outil évalue chacun des critères avec des valeurs numériques de 0 à 100 % et instaure aussi un système de pondération allant de 1 à 3. L'outil utilisé dans cet

essai s’inspire donc de ces deux modèles en sélectionnant les parties les plus pertinentes au contexte tout en y ajoutant la technique d’agrégation par surclassement de synthèse pour les raisons mentionnées précédemment.

### 5.1.2 Explication du système d’évaluation

Le système d’évaluation sélectionné s’inspire de la Boussole Bernoise parce qu’il est plus simple que celui de la GADD et parce qu’il permet des pointages négatifs reflétant mieux la réalité des impacts. Toutefois, une valeur supplémentaire a été ajoutée à chaque extrémité afin de mieux discriminer les résultats de l’analyse. Ainsi, plutôt que de varier de - 2 à 2, le système d’évaluation varie de - 3 à 3. Les significations de ces valeurs sont représentées dans le tableau 5.1.

**Tableau 5.1 : Significations des valeurs du système d’évaluation**

Valeur	Signification
-3	L’option a des impacts négatifs très importants
-2	L’option a des impacts négatifs importants
-1	L’option a des impacts négatifs faibles
0	L’option n’a aucun impact
1	L’option a des impacts positifs faibles
2	L’option a des impacts positifs importants
3	L’option a des impacts positifs très importants

Aucune pondération n’est incluse dans l’analyse multicritère puisque les critères utilisés (voir sous-section 5.1.3) ont une importance égale et ont été sélectionnés précisément pour le contexte de cet essai. De surcroît, l’ajout d’une pondération aurait induit une part supplémentaire de subjectivité dans l’analyse en favorisant certains critères au détriment des autres. Finalement, bien que le choix de n’avoir que les émissions de GES comme critère environnemental lui accorde dans les faits une plus grande pondération que les autres critères, ce choix se justifie par la nature même de l’essai.

### 5.1.3 Description des critères

Les critères utilisés pour l’analyse sont inspirés de ceux provenant de la Boussole Bernoise et de la GADD. Ils ont cependant été sélectionnés spécifiquement pour le contexte en se référant aux études d’impacts (GENIVAR, 2013 et Pituvik Landholding Corporation, 2010), aux consultations (Groupe-cadre

de Parnasimautik, 2014 et Inuit Tapiriit Kanatami, 2005) et aux discussions avec les acteurs rencontrés dans le cadre de la rédaction de cet essai. Le tableau 5.2 présente chacun de ces critères. Les critères sont répartis en quatre sphères : environnementale, sociale, économique et technique. La sphère technique a dû être ajoutée aux trois sphères normalement considérées dans le développement durable afin de prendre en compte cet aspect essentiel à la réduction des GES liés à l'électricité au Nunavik. En effet, une technologie théoriquement parfaite dans les trois sphères traditionnelles, mais immature ou indisponible au Nunavik ne pourrait être sérieusement considérée comme une option viable. De plus, seul le critère d'émissions de GES a été retenu pour la sphère environnementale afin de refléter la nature de l'essai. Les aspects environnementaux ne sont toutefois pas évacués de l'analyse, car plusieurs font partie essentielle du critère de mode de vie traditionnel des Inuits et des Cris. Par ailleurs, l'identité des porteurs de projet et la séquence logique de transition énergétique sont deux aspects essentiels à la réussite de cette dernière qui ne sont pas inclus dans l'analyse multicritère puisqu'ils ne sont pas spécifiques aux différentes options. Ils seront cependant analysés dans la section 6.

**Tableau 5.2 : Description des critères sélectionnés pour l'analyse** (inspiré de : Chaire en éco-conseil de l'Université du Québec à Chicoutimi, s. d. et Office de la coordination environnementale et de l'énergie du Canton de Berne, 2008)

<b>Sphère</b>	<b>Critère</b>	<b>Description</b>
<b>Environnementale</b>	Émissions de GES	Ce critère évalue si l'option influence le niveau d'émission de GES pour une communauté où elle serait implantée.
<b>Sociale</b>	Mode de vie traditionnel	Ce critère évalue si l'option respecte le mode de vie traditionnel des Inuits et des Cris. Il se réfère notamment à l'usage du territoire, à l'impact sur la faune et la flore ainsi que la chasse et la cueillette.
	Qualité de vie	Ce critère évalue si l'option améliore ou détériore la qualité de vie des membres de la communauté. Il comprend, entre autres, les émissions de polluants autres que les GES et le dégagement de bruit et d'odeur.
	Lutte contre la pauvreté	Ce critère évalue si l'option permet de soutenir les plus démunis et les plus vulnérables parmi les communautés. La lutte contre la pauvreté peut par exemple passer par la baisse du niveau des prix des biens de consommation comme l'énergie et l'alimentation.
<b>Économique</b>	Finances publiques	Ce critère évalue si l'option promeut une utilisation efficace des fonds publics.
	Développement économique local	Ce critère évalue si l'option peut stimuler le développement économique local en développant de nouvelles industries locales ou en créant des emplois pour les membres de la communauté au niveau de la construction, de l'entretien ou ailleurs.
<b>Technique</b>	Disponibilité de la technologie à court terme	Ce critère évalue si la technologie nécessaire à l'implantation de l'option est disponible à court terme.
	Adéquation au contexte du Nunavik	Ce critère évalue si la technologie nécessaire à l'implantation de l'option est adaptée au contexte nordique et isolé du Nunavik.

## 5.2 Présentation et analyse des résultats

Plusieurs options sont disponibles pour réduire la quantité de GES au Nunavik. Elles ne sont cependant pas toutes directement liées à la production et à la consommation d'électricité. Ainsi, trois options liées à l'efficacité énergétique et huit options liées à la production d'électricité ont été sélectionnées pour cette analyse. Les huit alternatives à la production d'électricité à partir de diesel sont : les panneaux solaires, les éoliennes, les petites centrales hydroélectriques, les hydroliennes, la biomasse, le gaz naturel, les PRM et le raccordement au réseau intégré. Les trois mesures d'efficacité énergétique sélectionnées sont : la récupération de chaleur des centrales diesel, l'installation de pompes à chaleur et l'asservissement de la température en fonction de la température extérieure.

Deux mesures d'efficacité énergétiques mentionnées dans la section 3 ont été écartées en réseau de leur lien trop ténu avec la production et la consommation d'électricité. Il s'agit de l'augmentation de l'étanchéité à l'air des résidences et de l'éducation à l'utilisation efficace des systèmes de chauffage. En effet, ces mesures n'auraient comme effet potentiel que de limiter le chauffage électrique d'appoint qui demeure somme toute marginal comme le rappelle HQD (2019c). Cependant, ces options ont certainement des avantages environnementaux et ne sont pas à rejeter. L'augmentation de l'étanchéité à l'air est certes plus difficile à implanter dans un contexte de fonds limités pour répondre à la crise du logement, mais l'éducation à l'utilisation efficace des systèmes de chauffage comme le propose Jean-François Gravel (conversation téléphonique, 25 juin 2019) pourrait être considéré comme un *low hanging fruit*.

Les grilles d'analyses multicritères complétées sont présentées aux annexes 5 et 6. La première se rapporte aux options d'efficacité énergétique et la deuxième, aux options de production d'électricité. Ces grilles présentent les résultats de chacune des options pour tous les critères énoncés dans la sous-section 5.1.3. De plus, la moyenne de chaque sphère a été calculée afin d'éviter que celles comportant un plus grand nombre de critères obtiennent des pointages plus élevés et soient avantagées.

Les tableaux 5.3 et 5.4 rapportent les moyennes de chaque sphère pour toutes les options analysées. Ils permettent de constater qu'elles obtiennent évidemment toutes une moyenne positive pour la sphère environnementale en raison du biais de sélection.



**Tableau 5.3 : Moyenne par sphère des options liées à l'efficacité énergétique**

Sphère	Récupération de chaleur des centrales diesel	Installation de pompes à chaleur	Asservissement de la température en fonction de la température extérieure
Environnementale	3.00	1.00	1.00
Sociale	2.00	1.00	1.00
Économique	3.00	1.50	1.50
Technique	2.00	1.00	2.50
<b>Moyenne</b>	2.50	1.13	1.50

**Tableau 5.4 : Moyenne par sphère des options liées à la production d'électricité**

Sphère	Panneaux PV	Éoliennes	Petite hydroélectricité	Hydroliennes	Biomasse	Gaz naturel	PRM	Raccordement
Environnementale	2.00	3.00	3.00	3.00	2.00	1.00	3.00	3.00
Sociale	1.00	1.33	1.33	1.33	0.00	0.00	-1.00	1.67
Économique	0.50	1.50	2.50	1.50	0.50	-1.00	0.50	0.00
Technique	2.00	2.50	1.00	1.00	0.00	0.00	-2.50	0.50
<b>Moyenne</b>	1.38	2.08	1.96	1.71	0.63	0.00	0.00	1.29

### 5.3 Limites de l'analyse

L'analyse multicritère précédente comporte quelques limites.

Premièrement, celle-ci évalue les possibilités de réduction de GES pour l'ensemble des 14 réseaux autonomes du Nunavik. Elle n'entre donc pas dans les détails techniques spécifiques à chaque communauté. Par exemple, la localisation de la centrale par rapport au village peut être un critère déterminant sur la faisabilité technique de la récupération de sa chaleur résiduelle afin d'alimenter un bâtiment important comme un centre communautaire, un aéroport ou un bâtiment administratif. Une mauvaise localisation peut aussi avoir des impacts sur d'autres critères comme le mode de vie traditionnel en obstruant les chemins de véhicules tout-terrain avec des tuyaux (Véronique Gilbert, conversation téléphonique, 14 août 2019). Un autre exemple est la disponibilité d'une ressource qui varie d'une communauté à l'autre et complique l'évaluation de l'adéquation de la technologie au contexte de tout le Nunavik. La petite hydroélectricité obtient ainsi un pointage de -1 pour ce critère puisque peu de villages ont un potentiel envisageable. Pourtant, cette option est toute désignée pour Inukjuak qui verra ses émissions de GES diminuer grandement tout en ayant un impact positif sur la lutte à la pauvreté et le développement économique local.

Deuxièmement, malgré plusieurs tentatives, il a été impossible de communiquer avec un employé de Makivik afin de connaître les considérations sociales, économiques et environnementales de la transition énergétique importantes pour l'organisation et les gens qu'elle représente. Le point de vue des communautés locales est toutefois bien représenté grâce aux entrevues réalisées avec une employée de l'ARK et un employé responsable des relations avec les autochtones chez HQ. Ce point de vue est aussi bien documenté par les consultations auprès des Inuits dans le cadre de projets énergétiques.

Finalement, l'outil d'analyse comporte une part non négligeable de subjectivité. En effet, même si les pointages accordés sont justifiés et appuyés par la littérature et des sources primaires, une autre personne ayant accès à la même documentation accorderait probablement des pointages différents.

## **6. ÉCARTS ENTRE LES RÉSULTATS DE L'ANALYSE MULTICRITÈRE ET LES MESURES DE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE PRÉVUES**

Cette section vise à relever les écarts et les similitudes entre l'analyse multicritère et les mesures de transition énergétique prévues par HQ et les autres acteurs impliqués.

### **6.1 Rappel des résultats de l'analyse**

Les trois mesures d'efficacité énergétique évaluées obtiennent des résultats positifs dans toutes les sphères. La récupération de chaleur des centrales diesel se démarque même comme étant probablement l'option la plus adaptée aux réseaux autonomes du Nunavik pour y réduire les GES.

Certaines filières d'énergie renouvelable, particulièrement les éoliennes et la petite hydroélectricité, obtiennent aussi de bons résultats. Évidemment, comme mentionné précédemment, le contexte spécifique de chaque communauté doit être pris en compte puisque l'analyse est effectuée à un niveau régional. Certaines technologies, comme les petites centrales hydroélectriques ou les hydroliennes pourraient ainsi obtenir des pointages plus élevés dans le critère d'adéquation au contexte du Nunavik si l'analyse était reprise au niveau local. Les formes d'énergie non renouvelable, elles, obtiennent les deux pires résultats.

La comparaison des pointages obtenus par les différentes options permet d'en éliminer quelques-unes. Par exemple, les PRM obtiennent un pointage négatif pour la sphère technique puisque la technologie n'est pas prête à être déployée à court terme et obtiennent aussi le seul pointage négatif pour la sphère sociale. Leur implantation n'aurait pas de sens puisque les Inuits ont déjà statué qu'ils étaient en opposition directe à ce que les déchets nucléaires soient entreposés, éliminés ou transportés sur leur territoire (Inuit Tapiriit Kanatami, 2005). Dans le même ordre d'idées, la biomasse obtient des pointages trop faibles dans toutes les sphères pour ressortir du surclassement de synthèse bien que la combustion de déchets à Kuujuaq soit envisageable (Véronique Gilbert, conversation téléphonique, 14 août 2019). Le remplacement du diesel par du gaz naturel n'est pas non plus une option qui se démarque puisqu'il engendrerait une démultiplication des coûts liés au carburant et ne pourrait pas profiter des économies d'échelles liées à l'alimentation des 14 centrales. Finalement, le raccordement au réseau intégré tombe dans une zone grise du surclassement de synthèse, mais ne pourrait probablement pas être envisagé sauf si les conditions venaient à changer pour les villages de Kuujuarapik et Whapmagoostui.

## **6.2 Rappel des mesures de transition énergétique prévues**

Peu de mesures d'efficacité énergétique liées à la production ou à la consommation d'électricité sont présentement envisagées mis à part les mesures comportementales visant à conscientiser ou éduquer les Nunavimmiut. En effet, TEQ a annoncé que le budget du PUEÉRA servirait à l'avenir à la promotion des énergies renouvelables (ARK, 2018) et HQ n'a dépensé que 6 des 9 M\$ alloués par la Régie en 2018 pour les mesures d'efficacité énergétique, et ce, malgré leur rentabilité.

La transition énergétique semble plutôt passer par l'intégration d'énergies renouvelables en fonction des contextes spécifiques aux villages. Dans son plan stratégique HQ (2016), souligne qu'elle « [participe] à la transition énergétique du Québec en augmentant la puissance de [ses] installations hydroélectriques et en convertissant les réseaux autonomes à des sources d'énergie plus propres et moins chères. » Dans ce même document, HQ mise sur l'efficacité énergétique, mais seulement pour son réseau intégré. Aucune mention n'en est faite pour les réseaux autonomes. Le plan de l'entreprise est donc de convertir progressivement l'alimentation des réseaux du Nunavik, mais sans prendre en compte l'intégration de mesures d'efficacité énergétique. Les entrevues réalisées avec les personnes impliquées dans la transition énergétique laissent croire que, bien que toutes les options d'énergie sobre en carbone soient encore sur la table, les éoliennes devraient être l'option privilégiée dans la plupart des annonces à venir. L'hydroélectricité est évidemment l'option retenue dans le cas du projet Innavik, déjà bien lancé et les panneaux PV pourraient être déployés dans d'autres communautés que Quaqtaq.

## **6.3 Écarts entre l'analyse et les mesures prévues quant à l'efficacité énergétique**

L'analyse multicritère met en lumière le potentiel encore existant de mesures d'efficacité énergétique alors que ces options semblent être actuellement délaissées par les acteurs impliqués au profit de l'intégration d'énergies renouvelables.

Évidemment, certains acteurs ne peuvent pas se permettre d'innover et d'investir dans des mesures d'efficacité énergétique à la hauteur de leurs désirs en raison des contraintes budgétaires qu'ils connaissent. Par exemple, l'OMHK et la SHQ sont confrontés à une pénurie de logements qui entraîne la surpopulation de ceux existants. Ces organismes doivent donc subvenir à des besoins immédiats et des investissements rentables, mais initialement supérieurs peuvent ne pas être retenus.

Par ailleurs, toute décision d'investissement majeur lié à la production d'électricité prise avant de considérer sérieusement les options d'efficacité énergétique disponibles engendre une perte d'opportunité.

En effet, si des sommes importantes viennent d’être investies afin de répondre à la demande électrique à long terme calculée sans efficacité énergétique, il est raisonnable de se questionner quel serait l’intérêt de dépenser de nouvelles sommes pour implanter des mesures d’efficacité énergétique qui viendraient réduire cette demande et rendre surdimensionnés les équipements en place. Bref, il existe un ordre logique d’implantation et, dans la plupart des cas, l’efficacité énergétique devrait être considérée ou du moins prévue avant l’ajout de capacité de production. Il est cependant important de rappeler que ces deux options ne sont pas mutuellement exclusives, mais peuvent au contraire agir en symbiose.

Une des causes possibles de l’écart entre l’analyse et les mesures prévues est le manque de données sur l’utilisation de l’électricité. Il est bien connu qu’on ne peut pas gérer efficacement ce qu’on ne mesure pas. Or, les connaissances de l’utilisation faite de l’électricité au Nunavik ne sont tirées que d’études ponctuelles englobant relativement peu de résidences. L’arrivée de compteurs communicants dans le reste du Québec permet à la population de suivre sa consommation presque en temps réel et « d’en faire une gestion judicieuse » (HQ, s. d.) Le déploiement de cet outil pourrait ainsi avec deux avantages évidents au Nunavik. Les nouvelles données recueillies pour chaque résidence pourraient premièrement servir de base à l’implantation de mesures d’efficacité énergétique comportementales. Les résidents pourraient alors être conscientisés de leur consommation et faire des choix judicieux permettant de réduire leur impact environnemental. Ces données pourraient même être utilisées dans le cadre d’ateliers d’éducation offerts par les écoles locales ou par des programmes comme Pivallianiq. Les données pourraient aussi être utilisées par HQ et l’OMHK pour relever les résidences à la consommation problématique afin d’y faire des interventions ciblées. Les deux organisations y seraient gagnantes puisque la vente d’électricité représente pour elles des dépenses. Bref, les compteurs communicants devraient être déployés dans les réseaux autonomes du Nunavik.

#### **6.4 Écarts entre l’analyse et les mesures prévues quant à l’intégration d’énergie renouvelable**

Les écarts sont difficiles à mesurer puisqu’aucune décision n’est encore prise pour l’ajout d’énergie renouvelable dans la plupart des villages. Cependant, les résultats de l’analyse et les choix d’énergie qui semblent être privilégiés convergent.

Cette convergence est logique puisque les quatre sphères de l’analyse multicritère (environnementale, sociale, économique et technique) sont en lien direct avec les quatre critères établis par HQD (2018a) afin de juger les projets qui lui sont soumis (réduction de l’empreinte environnementale, acceptabilité sociale, réduction des coûts d’approvisionnement et fiabilité de l’approvisionnement).

Ainsi, les éoliennes sont l'option ressortant comme la plus adaptée au Nunavik suite à l'analyse multicritère et sont l'option qui devrait être retenue pour plusieurs villages nordiques lorsque le potentiel local est suffisant. Dans l'analyse, l'hydroélectricité performe presque aussi bien, mais est désavantagée par son potentiel moins répandu. Par contre, si ce potentiel est présent et se trouve à une distance économiquement viable du village, l'hydroélectricité permet de réduire considérablement les émissions de GES liées à la production d'électricité et de chaleur tout en favorisant le développement social. Le développement de l'éolien et de l'hydroélectricité est donc à privilégier. Pour ce faire, il est essentiel qu'HQ mette à jours les analyses du potentiel économique de JED. De son côté, le potentiel hydroélectrique à proximité des villages nordiques, notamment les sites identifiés dans l'annexe A de l'entente Sanarrutik, doit être évalué de manière plus approfondie.

L'analyse montre aussi le potentiel limité des panneaux PV dont la production annuelle est trop variable pour que cette technologie ait une pénétration importante. Les panneaux PV ne devraient ainsi être installés que s'ils coûtent moins cher que le diesel qu'ils permettent d'éviter. Si l'exercice est rentable, les déploiements à petite échelle pourraient se faire dans un contexte d'autoproduction en collaboration avec la SHQ et l'OMHK. En fonction de l'évolution de la technologie, les hydroliennes pourraient aussi être adaptées au contexte. Par contre, la biomasse, le gaz naturel, les PRM et le raccordement au réseau intégré ne devraient pas être retenus en raison du manque de potentiel, des coûts trop élevés, de l'opposition des populations ou de l'immaturité de la technologie.

Par ailleurs, la promotion d'énergie renouvelable ne doit pas se faire sans tenir compte de son coût. Si l'objectif premier est de réduire les émissions de GES, les projets du Nunavik se doivent d'être comparés à d'autres situés en dehors du cadre géographique de l'analyse puisque l'endroit d'où proviennent ces émissions n'importe pas. Dans un objectif de lutte aux changements climatiques, si des options équivalentes existent ailleurs au Québec à des coûts inférieurs, celles-ci devraient être privilégiées. Par contre, d'autres facteurs peuvent justifier le surcoût des réductions de GES au Nunavik. La réduction des coûts de l'énergie pour les Nunavimmiut, la création d'emplois locaux, la réduction de la pollution atmosphérique locale et l'amélioration de la qualité de vie en sont quelques exemples.

## **6.5 Écarts globaux entre l'analyse et les mesures prévues**

Il semble y avoir un manque de fédération autour d'un objectif commun de réduction de GES. En effet, les intérêts divergents des différents acteurs liés à la transition énergétique sont un frein à celle-ci.

Par exemple, la récupération de chaleur des centrales diesel pour subvenir aux besoins de chauffages d'édifices principaux a des avantages indéniables pour réduire les GES et réduire les coûts de chauffage, mais n'a que peu d'intérêt pour HQD. Puisque le chauffage n'est pas électrique, l'énergie économisée ne profite pas à la société d'État. Le raccordement de sa centrale à un réseau de distribution de chaleur représente pour elle des coûts et des contraintes techniques.

Similairement, certaines corporations foncières et entreprises locales profitent actuellement de la distribution des produits pétroliers (Nayumivik Landholding Corporation, 2013 ; Société Makivik, 2019). La transition énergétique réduit ainsi les revenus de ces grands employeurs locaux et se doit d'apporter de nouvelles retombées économiques locales afin de compenser ces pertes. Ces acteurs doivent donc être inclus, comme promoteur, bénéficiaire ou autre, dans les projets à venir au Nunavik. L'implication de la corporation foncière Pituvik d'Inukjuak dans le projet Innavik lui procure une nouvelle source de revenus et est un exemple qui devrait être suivi dans les autres villages.

Il faut aussi garder en tête le contexte d'interfinancement spécifique au Québec. Les déficits récurrents d'exploitation des centrales autonomes du Nunavik sont éponges par les profits réalisés ailleurs au Québec. Les coûts de la transition énergétique ne doivent donc pas être internalisés par une petite population décentralisée comme c'est le cas dans les territoires canadiens. La Régie note par exemple qu'au Nunavut les clients paient des tarifs différents selon le réseau qui les alimente (HQD, 2011b). Chaque village a donc tout intérêt à faire la meilleure utilisation possible de son énergie pour obtenir un rendement énergétique supérieur. Cela n'empêche tout de même pas de s'inspirer de ce qui se fait de ces régions tout en prenant en compte les différences réglementaires et le principe d'équité qui existe dans la province.

## CONCLUSION

La transition énergétique du Nunavik est un enjeu actuel important qui représente une opportunité de réduction de GES et de coûts d'exploitation des réseaux autonomes. Bien réalisée, elle permettrait aussi d'augmenter la résilience des communautés locales et de développer leur économie. Cependant, étant donné le contexte géographique et social particulier à cette transition, les solutions proposées devront faire preuve d'ingéniosité et de flexibilité.

L'objectif de cet essai était d'évaluer le potentiel de réduction des émissions de GES liées à la production et à la consommation d'électricité dans les réseaux autonomes du Nunavik. Pour l'atteindre, le contexte spatial, social, énergétique et réglementaire du territoire à l'étude a été décrit dans le chapitre 1. Par la suite, la portée de l'analyse a été circonscrite dans le chapitre 2. Le chapitre 3 a permis de recenser et décrire les mesures d'efficacité énergétique pertinentes au contexte du Nunavik ainsi que leurs limites en s'inspirant d'exemples locaux ou provenant d'autres communautés nordiques. Le chapitre 4 a permis de faire le même exercice pour les mesures de réduction de GES liées à la production d'électricité. Ces mesures étaient, dans l'ordre, l'intégration d'énergie solaire, éolienne, hydraulique (petites centrales hydroélectriques et hydroliennes), de la biomasse, du gaz naturel, nucléaire et le raccordement au réseau intégré d'HQ. Les chapitres 3 et 4 ont permis de faire une analyse multicritère avec surclassement de synthèse au chapitre 5 qui comparait les différentes options de réduction de GES par rapport aux sphères environnementales, sociales, économiques et techniques. Les écarts entre les résultats de l'analyse multicritère et les mesures de transition énergétique prévues par les acteurs impliqués ont finalement été relevés et analysés dans le chapitre 6.

Il en est ressorti que le potentiel de réduction des émissions de GES au Nunavik est encore très grand et que de nombreuses options s'offrent aux décideurs pour y arriver. Cependant, cet essai a permis de relever un manque de connaissance sur l'utilisation de l'électricité dans les foyers du Nunavik. Cette lacune réduit considérablement les options d'efficacité énergétique pouvant y être implantées. En effet, une gestion efficace de l'électricité ne peut être obtenue si son utilisation actuelle n'est pas connue précisément. À plus grande échelle, la récupération de chaleur des centrales diesel existantes d'HQD pour chauffer les bâtiments principaux des communautés est la mesure d'efficacité énergétique ayant été la mieux classée par l'analyse multicritère. La majorité de l'énergie contenue dans le diesel n'est pas transformée en électricité dans les centrales et est donc dissipée sous forme de chaleur qui n'est pas valorisée. Pourtant, plusieurs communautés des territoires canadiens valorisent cette énergie et le Nunavik devrait s'en inspirer. Les technologies de production d'électricité ressortant de l'analyse multicritère sont les éoliennes



et les petites centrales hydroélectriques. Elles devraient donc être favorisées lors de la sélection des soumissions reçues par HQD. En effet, ces deux technologies matures ont un potentiel de pénétration important et permettraient ainsi de réduire significativement le bilan carbone de la production d'électricité. Selon les données préliminaires, le potentiel éolien est suffisant dans huit des quatorze réseaux autonomes pour être rentables. Ces données devraient par contre être actualisées. Le potentiel hydroélectrique reste encore à déterminer sauf pour le village d'Inukjuak, mais s'il est présent, son développement tombe sous le sens. En effet, une centrale hydroélectrique offre une production prévisible et suffisante pour convertir le chauffage de l'eau à l'électricité et le chauffage des bâtiments à la biénergie. Il peut même permettre l'implantation d'activités économiques plus énergivores comme la serriculture et contribuer à la lutte contre la pauvreté. L'énergie solaire, qui commence déjà à être testée au Nunavik, ne peut qu'être considérée que comme une énergie d'appoint en raison des trop grandes variations d'ensoleillement annuelles et de son caractère intermittent. HQD ne devrait donc développer cette filière que si les projets retenus ont un coût inférieur à celui du diesel qu'ils permettent d'éviter.

Finalement, il sera intéressant de connaître la vision de la transition énergétique du Nunavik proposée par le Plan d'électrification et de changements climatiques devant paraître en 2020 qui guidera l'action du Québec pour la prochaine décennie ainsi que de connaître les actions qui y seront proposées.

## RÉFÉRENCES

- Administration régionale Kativik (ARK). (2015). *Plan de gestion des matières résiduelles du Nunavik*. Repéré à <https://www.recyc-quebec.gouv.qc.ca/sites/default/files/documents/mrcvillede-nunavik-pgmr-2015.pdf>
- Administration régionale Kativik (ARK). (2017). Renseignements généraux. Repéré à <http://www.krg.ca/fr/home-fr/renseignements-generaux>
- Administration régionale Kativik (ARK). (2018). *Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2019-2020*. Repéré à [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/469/DocPrj/R-4057-2018-C-ARK-0008-Preuve-Memoire-2018\\_11\\_12.pdf](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/469/DocPrj/R-4057-2018-C-ARK-0008-Preuve-Memoire-2018_11_12.pdf)
- Adouane, M., Haddadi, M., Benamrane N., Touafek K., Khelifa, A. et Tabet, I. (2014). *Évaluation de l'influence de l'inclinaison des modules photovoltaïques sur la production d'énergie d'un système hybride*. Repéré à [http://www.univ-tebessa.dz/fichiers/ENP/sienr2014\\_12.pdf](http://www.univ-tebessa.dz/fichiers/ENP/sienr2014_12.pdf)
- Anselmi, E. (2019, 29 août). Inukjuak dam project clears environmental assessment. *Nunatsiaq News*. Repéré à <https://nunatsiaq.com/stories/article/inukjuak-dam-project-clears-environmental-assessment/>
- Association canadienne de l'énergie éolienne. (2013). *Diavik Wind Farm: Wind Energy Helps Reduce Carbon Footprint*. Repéré à <https://canwea.ca/wp-content/uploads/2013/12/canwea-casestudy-DiavikMine-e-web2.pdf>
- Association minière du Québec. (2017). Série innovation : l'éolienne de Glencore Mine Raglan à la conquête du Nord. Repéré à <http://minesqc.com/blogue/serie-innovation-l-eolienne-de-glencore-mine-raglan-a-la-conquete-du-nord/>
- Association québécoise du propane et Association canadienne du propane. (2019). *Preuve de l'intervenante Association québécoise du propane / Association canadienne du propane*. Repéré à [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/455/DocPrj/R-4043-2018-C-AQP-ACP-0026-Preuve-Memoire-2019\\_01\\_14.pdf](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/455/DocPrj/R-4043-2018-C-AQP-ACP-0026-Preuve-Memoire-2019_01_14.pdf)
- Belzile, P., Comeau, F-A., Raymond, J. et Lamarche, L. (2017). *Revue technologique : efficacité énergétique et énergies renouvelables au nord du Québec*. (Rapport de recherche, numéro R1716). Repéré à <http://espace.inrs.ca/5308/>
- Berteaux, D., Casajus, N. et de Blois, S. (2014). Chapitre 1 : la biodiversité du Québec. Dans D. Berteaux (dir.), *Changements climatiques et biodiversité du Québec : vers un nouveau patrimoine naturel*. Québec, Québec : Presses de l'Université du Québec.
- Carrière, D. (2019, 18 janvier). Le tombeau nucléaire canadien, un projet de 23 milliards. *Radio-Canada.ca*. Repéré à <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1147625/tombeau-nucleaire-canadien-ontario-site-dechets-dangereux-radioactif-stockage-entrepasage-souterrain>
- CBC News. (2014, 4 décembre). Nunavik Inuit say 'No' to uranium mining. *CBC*. Repéré à <https://www.cbc.ca/news/canada/north/nunavik-inuit-say-no-to-uranium-mining-1.2860061>

- CBC News. (2016, 20 septembre). Northern utilities unite to seek alternatives to diesel power generation. *CBC*. Repéré à <https://www.cbc.ca/news/canada/north/arctic-renewable-energy-collaboration-1.3769585>
- CBC News. (2018, 16 août). Yukon Energy says its 2 turbines on Haeckel Hill have reached the end of their life. *CBC*. Repéré à <https://www.cbc.ca/news/canada/north/whitehorse-wind-turbines-haeckel-hill-decommission-1.4786508>
- Centre d'études nordiques. (s. d.). Centre scientifique communautaire. Repéré à <http://www.cen.ulaval.ca/page.php?lien=centrecommunautaire>
- Chaire de recherche TERRE. (2013). *L'approvisionnement énergétique durable des sites isolés*. Repéré à [https://mern.gouv.qc.ca/energie/politique/memoires/20130926\\_196\\_CEGEP\\_Jonquiere\\_M.pdf](https://mern.gouv.qc.ca/energie/politique/memoires/20130926_196_CEGEP_Jonquiere_M.pdf)
- Chaire en éco-conseil de l'Université du Québec à Chicoutimi. (s. d.). *Outils du développement durable*. Repéré à <http://ecoconseil.uqac.ca/outil-de-gestion-des-mr/>
- Cherniak, D., Dufresne, V., Keyte, L., Mallet, A. et Schott, S. (2015). *Report on the State of Alternative Energy in the Arctic*. Repéré à <https://curve.carleton.ca/08515c6b-3b39-4c41-ad7b-2c6306cf0379>
- Comité d'experts sur la compétitivité de l'industrie canadienne et l'utilisation de l'énergie. (2014). *Prix de l'énergie et prise de décision dans les entreprises au Canada : Paver la voie à un avenir énergétique : Le comité d'experts sur la compétitivité de l'industrie canadienne au regard de l'utilisation de l'énergie*. Repéré à [https://rapports-cac.ca/wp-content/uploads/2018/10/energyprices\\_fullreportfr.pdf](https://rapports-cac.ca/wp-content/uploads/2018/10/energyprices_fullreportfr.pdf)
- Dansereau, S. (2014, 14 juillet). La mine verte de Raglan, un bénéfice pour le Nunavik. *Les Affaires*. Repéré à <https://www.lesaffaires.com/secteurs-d-activite/ressources-naturelles/la-mine-verte-de-raglan-un-benefice-pour-le-nunavik/568154>
- Dell Engineering. (2009). *Watson Lake*. Repéré à [http://www.community.gov.yk.ca/images/WATSON\\_LAKE.pdf](http://www.community.gov.yk.ca/images/WATSON_LAKE.pdf)
- Desgagnés Transarctik Inc. (2019). *Tarifs de desserte maritime, saison 2019 : Service de ravitaillement du Nunavik*. Repéré à [https://uploads.visionw3.com/sitefiles/arcticsealift.com/documents/2019/nunavik\\_tarifs\\_de\\_desserte\\_maritime\\_2019.pdf](https://uploads.visionw3.com/sitefiles/arcticsealift.com/documents/2019/nunavik_tarifs_de_desserte_maritime_2019.pdf)
- Deslauriers, J.-C. (2015). *La réduction des coûts des réseaux autonomes du Nunavik par le déploiement de la production photovoltaïque*. Repéré à [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/317/DocPrj/R-3933-2015-C-S%C3%89-AQLPA-0011-Preuve-Memoire-2015\\_11\\_10.pdf](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/317/DocPrj/R-3933-2015-C-S%C3%89-AQLPA-0011-Preuve-Memoire-2015_11_10.pdf)
- Duhaime, G., Caron, A. et Lévesque, S. (2015). *Le Nunavik en chiffres 2015*. Repéré à <http://www.chaireconditionautochtone.fss.ulaval.ca/documents/pdf/Nunavik-en-chiffres-vf-fr.pdf>
- ÉcoTech Québec. (2016). *Valorisation énergétique des matières résiduelles : chaîne de valeur de la filière québécoise (sommaire)*. Repéré à [https://ecotechquebec.com/documents/files/Etudes\\_memoires/valo-energetique-ecotech-qc-2016.pdf](https://ecotechquebec.com/documents/files/Etudes_memoires/valo-energetique-ecotech-qc-2016.pdf)

- Enbridge. (s. d.). Conversion factors based on Energy Content. Repéré à <https://www.uniongas.com/business/save-money-and-energy/analyze-your-energy/energy-insights-information/conversion-factors>
- Énergie Saguenay. (s. d.). QU'EST-CE QUE LE GNL?. Repéré à <https://energiesaguenay.com/fr/propos-du-gnl/quest-ce-que-le-gnl/>
- Environnement et Changement climatique Canada. (2018a). Données des stations pour le calcul des normales climatiques au Canada de 1981 à 2010 - Climat - Environnement et Changement climatique Canada. Repéré à [http://climate.weather.gc.ca/climate\\_normals/results\\_1981\\_2010\\_f.html?searchType=stnProv&lstProvince=&txtCentralLatMin=0&txtCentralLatSec=0&txtCentralLongMin=0&txtCentralLongSec=0&stnID=6083&dispBack=0](http://climate.weather.gc.ca/climate_normals/results_1981_2010_f.html?searchType=stnProv&lstProvince=&txtCentralLatMin=0&txtCentralLatSec=0&txtCentralLongMin=0&txtCentralLongSec=0&stnID=6083&dispBack=0)
- Environnement et Changement climatique Canada. (2018b). Données des stations pour le calcul des normales climatiques au Canada de 1981 à 2010 - Climat - Environnement et Changement climatique Canada. Repéré à [http://climate.weather.gc.ca/climate\\_normals/results\\_1981\\_2010\\_f.html?searchType=stnProv&lstProvince=&txtCentralLatMin=0&txtCentralLatSec=0&txtCentralLongMin=0&txtCentralLongSec=0&stnID=6095&dispBack=0](http://climate.weather.gc.ca/climate_normals/results_1981_2010_f.html?searchType=stnProv&lstProvince=&txtCentralLatMin=0&txtCentralLatSec=0&txtCentralLongMin=0&txtCentralLongSec=0&stnID=6095&dispBack=0)
- Environnement et Changement climatique Canada. (2018c). Données des stations pour le calcul des normales climatiques au Canada de 1981 à 2010 - Climat - Environnement et Changement climatique Canada. Repéré à [http://climate.weather.gc.ca/climate\\_normals/results\\_1981\\_2010\\_f.html?searchType=stnProv&lstProvince=&txtCentralLatMin=0&txtCentralLatSec=0&txtCentralLongMin=0&txtCentralLongSec=0&stnID=5415&dispBack=0](http://climate.weather.gc.ca/climate_normals/results_1981_2010_f.html?searchType=stnProv&lstProvince=&txtCentralLatMin=0&txtCentralLatSec=0&txtCentralLongMin=0&txtCentralLongSec=0&stnID=5415&dispBack=0)
- EVOQ. (s. d.), Centre communautaire scientifique du CEN. Repéré à <http://evoqarchitecture.com/centre-communautaire-et-scientifique-du-cen/>
- Fédération des coopératives du Nouveau-Québec (FCNQ). (2018). Qui nous sommes. Repéré à <http://www.fcinq.ca/fr/qui-nous-sommes>
- Gagnon, D. (2004). *La forêt naturelle du Québec, un survol*. Repéré à [https://www.bibliotheque.assnat.qc.ca/depotnumerique\\_v2/affichagenotice.aspx?idn=9634](https://www.bibliotheque.assnat.qc.ca/depotnumerique_v2/affichagenotice.aspx?idn=9634)
- GENIVAR. (2013). *Étude d'impact sur l'environnement : Projet d'énergies éoliennes à Katinniq*. Repéré à <https://www.keqc-cqek.ca/wordpress/wp-content/uploads/2014/09/XstrataNickel-EIE-Francais.pdf>
- Girard, R., Auger, R., Collette, V., Denton, D., Labrèche, Y. et Perron, N. (2012). *Histoire du Nord-du-Québec*. Québec, Québec : Les Presses de l'Université Laval.
- Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest. (2018). *Stratégie énergétique 2030 : la voie vers une énergie plus abordable, plus sécuritaire et plus durable aux Territoires du Nord-Ouest*. Repéré à [https://www.inf.gov.nt.ca/sites/inf/files/resources/gnwt\\_inf\\_7272\\_energy\\_strategy\\_fr\\_web.pdf](https://www.inf.gov.nt.ca/sites/inf/files/resources/gnwt_inf_7272_energy_strategy_fr_web.pdf)
- Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest. (s. d.a). *Electrical Generation in the NWT*. Repéré à [https://www.inf.gov.nt.ca/sites/inf/files/resources/electrical\\_generation\\_in\\_the\\_nwt\\_4\\_converted.pdf](https://www.inf.gov.nt.ca/sites/inf/files/resources/electrical_generation_in_the_nwt_4_converted.pdf)

- Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest. (s. d.b). *Solar Energy in the NWT*. Repéré à [https://www.inf.gov.nt.ca/sites/inf/files/resources/solar\\_energy\\_in\\_the\\_nwt.pdf](https://www.inf.gov.nt.ca/sites/inf/files/resources/solar_energy_in_the_nwt.pdf)
- Gouvernement du Canada. (2016). Déclaration conjointe du Canada et des États-Unis sur le climat, l'énergie et le rôle de leadership dans l'Arctique. Repéré à <https://pm.gc.ca/fr/nouvelles/declarations/2016/03/10/declaration-conjointe-du-canada-et-des-etats-unis-climat-lenergie>
- Gouvernement du Canada. (2019a). Progrès vers la cible de réduction des émissions de gaz à effet de serre du Canada. Repéré à <https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/indicateurs-environnementaux/progres-cible-reduction-emissions-gaz-effet-serre-Canada.html>
- Gouvernement du Canada. (2019b). Réduire la dépendance au diesel. Repéré à <https://www.canada.ca/fr/services/environnement/meteo/changementsclimatiques/plan-climatique/reduire-emissions/reduire-dependance-diesel.html>
- Gouvernement du Québec. (1996). *L'énergie au service du Québec : une perspective de développement durable*. Repéré à <https://mern.gouv.qc.ca/energie/politique/pdf/Strategie%20Energie%201996.pdf>
- Gouvernement du Québec. (2016). *Politique énergétique 2030 : l'énergie des Québécois source de croissance*. Repéré à <https://mern.gouv.qc.ca/wp-content/uploads/2016/04/Politique-energetique-2030.pdf>
- Gouvernement du Yukon. (2015). Wind Energy. Repéré à <http://www.energy.gov.yk.ca/wind.html>
- Gouvernement du Yukon. (2009). *Energy Strategy for Yukon*. Repéré à [http://www.energy.gov.yk.ca/pdf/energy\\_strategy.pdf](http://www.energy.gov.yk.ca/pdf/energy_strategy.pdf)
- Gouvernement du Yukon. (2018a). *New solar energy generating projects displacing diesel in communities*. Repéré à <https://yukon.ca/en/news/new-solar-energy-generating-projects-displacing-diesel-communities>
- Gouvernement du Yukon. (2018b). *Renewable energy investments in Old Crow*. Repéré à <https://yukon.ca/en/news/renewable-energy-investments-old-crow>
- Gouvernement du Yukon. (2018c). *Yukon's Independent Power Production Policy*. Repéré à <https://yukon.ca/sites/yukon.ca/files/emr/emr-yukon-independent-power-production-policy.pdf>
- Gouvernement du Yukon. (s. d.). Add a solar system and sell your surplus energy. Repéré à <https://yukon.ca/en/micro-generation-program>
- Government of Vuntut Gwitchin First Nation. (2018). *Vuntut Gwitchin Government and ATCO Electric Yukon reach an Electricity Purchase Agreement for Old Crow Solar Project*. Repéré à <https://www.vgfn.ca/pdf/Old%20Crow%20Solar%20Project%20Media%20Release%20EPA%20June%202018%20.pdf>
- Grenier, P. (2018, 27 avril). Polluer moins pour moins cher : l'exemple des Îles-de-la-Madeleine. *Radio-Canada.ca*. Repéré à <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1097744/ciiss-iles-madeleine-energie-thermique>

- Groupe-cadre de Parnasimautik. (2014). *Rapport de la consultation Parnasimautik : Réalisée auprès des Inuits du Nunavik en 2013*. (Rapport de consultation). Repéré à <https://parnasimautik.com/wp-content/uploads/2015/03/Parnasimautik-consultation-rapport-fr.pdf>
- Groupe de recommandations et d'actions pour un meilleur environnement. (2018). *Demande de renseignement no1 du GRAME à TEQ*. Repéré à [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/455/DocPrj/R-4043-2018-B-0088-DDR-RepDDR-2018\\_10\\_11.pdf#page=45](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/455/DocPrj/R-4043-2018-B-0088-DDR-RepDDR-2018_10_11.pdf#page=45)
- Guimond, M. (2019, 13 juillet). La baie de Fundy bientôt exploitée par une entreprise albertaine pour produire de l'électricité. *Radio-Canada.ca*. Repéré à <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1221584/baie-fundy-electricite-alberta-exploitation0maree-courant>
- Guitouni, A, Bélanger, M et Martel, J.-M. (2010). *Cadre méthodologique pour différencier les méthodes multicritères*. Repéré à [http://cradpdf.drdc-rddc.gc.ca/PDFS/unc103/p534172\\_A1b.pdf](http://cradpdf.drdc-rddc.gc.ca/PDFS/unc103/p534172_A1b.pdf)
- Harbour-Marsan, È. (2018). *Gouvernance et bilan depuis 1994 de l'approvisionnement énergétique au Nunavik : quelle est la participation des Inuits?* (Mémoire de maîtrise, Université Laval, Québec, Québec). Repéré à <https://corpus.ulaval.ca/jspui/bitstream/20.500.11794/31886/1/34487.pdf>
- Harrabin, R. (2016, 23 mars). The nuclear industry: a small revolution. *BBC News*. Repéré à <https://www.bbc.com/news/business-35863846>
- Hydro-Québec (HQ). (2015). *Hydrokinetik Power*. Repéré à <https://www.hydroquebec.com/data/developpement-durable/pdf/file-hydrokinetic.pdf>
- Hydro-Québec (HQ). (2016). *Plan stratégique 2016-2020*. Repéré à <http://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/plan-strategique.pdf>
- Hydro-Québec (HQ). (2017). *Programme Systèmes industriels : Réseaux autonomes et modalités propres à ceux-ci*. Repéré à <http://www.hydroquebec.com/pdf/fr/aff-reseaux-autonomes-fevrier2017.pdf>
- Hydro-Québec (HQ). (2018). *Faits sur l'électricité d'Hydro-Québec : Taux d'émission de CO<sub>2</sub> associés aux approvisionnements en électricité d'Hydro-Québec 1990-2018*. Repéré à <https://www.hydroquebec.com/data/developpement-durable/pdf/taux-emission-co2-approvisionnement-electricite-2018.pdf>
- Hydro-Québec (HQ). (2019a). Construction d'une centrale hydroélectrique pour la transition énergétique du réseau autonome d'Inukjuak. Repéré à <http://nouvelles.hydroquebec.com/fr/communiques-de-presse/1499/construction-dune-centrale-hydroelectrique-pour-la-transition-energetique-du-reseau-autonome-dinukjuak/>
- Hydro-Québec (HQ). (2019b). Le Canada aide des collectivités à réduire leur dépendance au diesel dans le nord du Québec. Repéré à <https://nouvelles.hydroquebec.com/fr/communiques-de-presse/1535/le-canada-aide-des-collectivites-a-reduire-leur-dependance-au-diesel-dans-le-nord-du-quebec/?fromSearch=1>
- Hydro-Québec (HQ). (2019c). *Rapport sur le développement durable 2018*. Repéré à <https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/rapport-developpement-durable.pdf>

- Hydro-Québec (HQ). (2019d). Tarifs d'électricité d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité en vigueur le 1er avril 2019. Repéré à <http://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/tarifs-electricite.pdf>
- Hydro-Québec (HQ). (s. d.). Hydro-Québec. Repéré à <http://www.hydroquebec.com/residentiel/>
- Hydro-Québec Distribution (HQD). (2007). *Demande d'autorisation de la construction de la nouvelle centrale thermique de Kuujuaq*. Repéré à [http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3623-06/Requete3623/B-1-HQD-01-01\\_3623\\_16jan07.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3623-06/Requete3623/B-1-HQD-01-01_3623_16jan07.pdf)
- Hydro-Québec Distribution (HQD). (2010). *Plan d'approvisionnement 2011-2020 des réseaux autonomes*. [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/12/DocPrj/R-3748-2010-B-0006-DEMANDE-PIECE-2010\\_11\\_09.pdf](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/12/DocPrj/R-3748-2010-B-0006-DEMANDE-PIECE-2010_11_09.pdf)
- Hydro-Québec Distribution (HQD). (2011a). *Réponses d'Hydro-Québec Distribution à la demande de renseignements no 1 de la Régie* [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/20/DocPrj/R-3756-2011-B-0011-DDR-REPDDR-2011\\_03\\_28.PDF](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/20/DocPrj/R-3756-2011-B-0011-DDR-REPDDR-2011_03_28.PDF)
- Hydro-Québec Distribution (HQD). (2011b). *Réponses d'Hydro-Québec Distribution à la demande de renseignements no 2 de la Régie* [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/20/DocPrj/R-3756-2011-B-0021-DDR-REPDDR-2011\\_05\\_13.pdf](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/20/DocPrj/R-3756-2011-B-0021-DDR-REPDDR-2011_05_13.pdf)
- Hydro-Québec Distribution (HQD). (2013). *Potentiel technico-économique d'efficacité énergétique dans les réseaux autonomes*. Repéré à [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/222/DocPrj/R-3854-2013-B-0038-Demande-Piece-2013\\_08\\_02.pdf](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/222/DocPrj/R-3854-2013-B-0038-Demande-Piece-2013_08_02.pdf)
- Hydro-Québec Distribution (HQD). (2016). *Plan d'approvisionnement 2017-2026 : réseaux autonomes*. Repéré à [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/389/DocPrj/R-3986-2016-B-0010-Demande-Piece-2016\\_11\\_01.pdf](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/389/DocPrj/R-3986-2016-B-0010-Demande-Piece-2016_11_01.pdf)
- Hydro-Québec Distribution (HQD). (2017a). *Complément de preuve*. Repéré à [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/413/DocPrj/R-4010-2017-B-0009-Argu-Argu-2017\\_09\\_15.pdf](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/413/DocPrj/R-4010-2017-B-0009-Argu-Argu-2017_09_15.pdf)
- Hydro-Québec Distribution (HQD). (2017b). *Interventions en efficacité énergétique*. Repéré à [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/414/DocPrj/R-4011-2017-B-0041-Demande-Piece-2017\\_07\\_31.pdf](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/414/DocPrj/R-4011-2017-B-0041-Demande-Piece-2017_07_31.pdf)
- Hydro-Québec Distribution (HQD). (2018a). *État d'avancement 2018 du Plan d'approvisionnement 2017-2026*. Repéré à [http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2017-140\\_PlanAppro2017-2026/HQD\\_SuiviPlanAppro2017-2026\\_1nov2018.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2017-140_PlanAppro2017-2026/HQD_SuiviPlanAppro2017-2026_1nov2018.pdf)
- Hydro-Québec Distribution (HQD). (2018b). *Suivi sur les causes de la consommation en 2<sup>e</sup> tranche d'énergie au tarif DN*. Repéré à [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/469/DocPrj/R-4057-2018-B-0208-Demande-Piece-2019\\_05\\_31.pdf](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/469/DocPrj/R-4057-2018-B-0208-Demande-Piece-2019_05_31.pdf)
- Hydro-Québec Distribution (HQD). (2019a). *Demande relative à la conversion du réseau autonome d'Inukjuak à l'énergie renouvelable*. Repéré à [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/510/DocPrj/R-4091-2019-B-0004-Demande-Piece-2019\\_06\\_28.pdf](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/510/DocPrj/R-4091-2019-B-0004-Demande-Piece-2019_06_28.pdf)

- Hydro-Québec Distribution (HQD). (2019b). *Raccordement du village de la Romaine au réseau intégré*. Repéré à [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/501/DocPrj/R-9001-2018-B-0034-RapAnnuel-Piece-2019\\_04\\_18.pdf](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/501/DocPrj/R-9001-2018-B-0034-RapAnnuel-Piece-2019_04_18.pdf)
- Hydro-Québec Distribution (HQD). (2019c). *Réponses d'Hydro-Québec Distribution à la demande de renseignements no 2 de l'AHQ-ARQ*. Repéré à [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/469/DocPrj/R-4057-2018-B-0215-DDR-RepDDR-2019\\_07\\_26.pdf](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/469/DocPrj/R-4057-2018-B-0215-DDR-RepDDR-2019_07_26.pdf)
- Hydro-Québec Distribution (HQD). (2019d). *Réponses d'Hydro-Québec Distribution à la demande de renseignements no 9 de la Régie*. Repéré à [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/469/DocPrj/R-4057-2018-B-0214-DDR-RepDDR-2019\\_07\\_26.pdf](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/469/DocPrj/R-4057-2018-B-0214-DDR-RepDDR-2019_07_26.pdf)
- Hydro-Québec Distribution (HQD). (2019e). *Suivi sur les causes de la consommation en 2e tranche d'énergie au tarif DN*. Repéré à [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/469/DocPrj/R-4057-2018-B-0208-Demande-Piece-2019\\_05\\_31.pdf](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/469/DocPrj/R-4057-2018-B-0208-Demande-Piece-2019_05_31.pdf)
- ICF. (2013). *Yukon Power Plan Fuel Life Cycle Analysis: Final Report*. Repéré à [https://yukonenergy.ca/media/site\\_documents/1260\\_ICF%20Marbek%20Final%20Report\\_LNG\\_lifecycle\\_july2013.pdf](https://yukonenergy.ca/media/site_documents/1260_ICF%20Marbek%20Final%20Report_LNG_lifecycle_july2013.pdf)
- IHRDC. (s. d.). LNG Fundamentals. Repéré à [https://www.ihrdc.com/els/po-demo/module15/mod\\_015\\_02.htm](https://www.ihrdc.com/els/po-demo/module15/mod_015_02.htm)
- Independent Electricity System Operator. (2014). *Draft Technical Report and Business Case for the Connection of Remote First Nation Communities in Northwest Ontario*. Repéré à <http://www.ieso.ca/-/media/files/ieso/document-library/regional-planning/remote-community-connection/opa-technical-report-2014-08-21.pdf?la=en>
- Institut bruxellois pour la gestion de l'environnement. (2010). *Le photovoltaïque : fonctionnement et technologies*. Repéré à [http://document.environnement.brussels/opac\\_css/elecfile/IF%20ENERGIE%20Mod3%20Fonctionnement%20technologies%20PV%20FR](http://document.environnement.brussels/opac_css/elecfile/IF%20ENERGIE%20Mod3%20Fonctionnement%20technologies%20PV%20FR)
- Institut de la statistique du Québec. (2018). *Mines en chiffre : la production minérale au Québec en 2016*. Repéré à <http://www.stat.gouv.qc.ca/statistiques/mines/mines-chiffres-2018.pdf>
- Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ). (2004). *Systèmes jumelés éolien-diesel au Nunavik – Établissement des configurations et VAN optimales pour les quatorze villages – Mise à jour 2004*. Repéré à [http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3550-04/RepDemRensHQD/HQD\\_3550\\_Annexe1\\_15dec04.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3550-04/RepDemRensHQD/HQD_3550_Annexe1_15dec04.pdf)
- International Atomic Energy Agency. (2018). Petits réacteurs modulaires. Repéré à <https://www.iaea.org/fr/themes/petits-reacteurs-modulaires>
- International Atomic Energy Agency. (2019). Power Reactor Information System. Repéré à <https://pris.iaea.org/pris/>
- International Energy Agency. (2012). *Renewable energies for remote areas and islands*. Repéré à <http://iea-ret.d.org/wp-content/uploads/2012/06/IEA-RETD-REMOTE.pdf>



- International Gas Union. (2012). *Natural Gas: Conversation Pocketbook*. Repéré à [http://agnatural.pt/documentos/ver/natural-gas-conversion-pocketbook\\_fec0aeed1d2e6a84b27445ef096963a7eebab0a2.pdf](http://agnatural.pt/documentos/ver/natural-gas-conversion-pocketbook_fec0aeed1d2e6a84b27445ef096963a7eebab0a2.pdf)
- Inuit Tapiriit Kanatami. (2005). *Final Report on the National Inuit-Specific Dialogues on the Long-Term Management of Nuclear Fuel Waste in Canada: Determining the National Inuit Specific Perspective*. Repéré à [https://www.nwmo.ca/~media/Site/Files/PDFs/2015/11/04/17/30/440\\_11-ITK-2.ashx?la=fr](https://www.nwmo.ca/~media/Site/Files/PDFs/2015/11/04/17/30/440_11-ITK-2.ashx?la=fr)
- Inukshuk Synergie. (2018). Inukshuk Synergie – Une solution énergétique durable. Repéré à <http://inukshuksynergie.com/>
- Jerez, S., Tobin, I., Vautard, R., Montavez, J.-P., Lopez-Romero, J., Thais, F.,... Wild, M. (2015). *The impact of climate change on photovoltaic power generation in Europe*. Repéré à <https://www.nature.com/articles/ncomms10014>
- Kant, E. (1785). *Fondements de la métaphysique des mœurs*. Repéré à <https://philosophie.cegeptr.qc.ca/wp-content/documents/Fondements-de-la-M%C3%A9taphysique-des-moeurs.pdf>
- Kativik Ilisarniliriniq. (2019). Options d'études. Repéré à <https://www.kativik.qc.ca/fr/services-aux-etudiants-du-postsecondaire/options-detudes/college-cegep-y-compris-nunavik-sivunitsavut/>
- Laboratoires Nucléaires Canadiens. (2016). Petits réacteurs modulaires. Repéré à <http://www.cnl.ca/fr/home/installations-et-expertise/prm/default.aspx>
- Lacasse, J.-P. et Dorion, H. (2011). *Le Québec, territoire incertain*. Québec, Québec : Éditions du Septentrion
- Laws, N.D. et Epps, B.P. (2016). Hydrokinetic energy conversion: Technology, research, and outlook. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 57 (Mai 2016), 1245-1259. Repéré à <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115015725>
- L'Hérault, E., Allard, M., Fortier, D., Charbonneau, A.-S., Doyon-Robitaille, J., Lachance, M.-P., ... Lemieux, C. (2013). *Production de cartes prédictives des caractéristiques du pergélisol afin de guider le développement de l'environnement bâti pour quatre communautés du Nunavik* (Rapport final). Québec, Québec : Centre d'études nordiques, Université Laval. Repéré à [https://www.ouranos.ca/publication-scientifique/RapportAllard2013\\_FR.pdf](https://www.ouranos.ca/publication-scientifique/RapportAllard2013_FR.pdf)
- Loi sur la Régie de l'énergie*, R.L.R.Q., c. R-6.01.
- Loi sur les villages nordiques et l'Administration régionale Kativik*, R.L.R.Q., c. V-6.1.
- Loi sur Transition énergétique Québec*, R.L.R.Q., c. T-11.02.
- Ministère de l'Emploi et de la Solidarité sociale. (2011). *Profil statistique régional : la région du Nord-du-Québec*. Repéré à [https://www.mtess.gouv.qc.ca/publications/pdf/ADMIN\\_Profil\\_Nord-du-Quebec.pdf](https://www.mtess.gouv.qc.ca/publications/pdf/ADMIN_Profil_Nord-du-Quebec.pdf)

- Ministère de l'Énergie et de Ressources naturelles. (2017). Aide financière de près de 2,5 M\$ au Centre intégré de santé et de services sociaux des Îles. Repéré à <https://mern.gouv.qc.ca/2017-06-26-aide-financiere-25m-centre-integre-sante-services-sociaux/>
- Ministère de l'Énergie et de Ressources naturelles. (2019). Québec encadre la quantité minimale de gaz naturel renouvelable et met en place un comité de suivi. Repéré à <https://mern.gouv.qc.ca/quebec-encadre-quantite-gaz-naturel-2019-03-26/#targetText=Le%20gaz%20naturel%20renouvelable%20est,gaz%20naturel%20distribu%C3%A9%20au%20Qu%C3%A9bec>.
- Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles. (s. d.). Bref portrait de la forêt boréale au Québec. Repéré à <https://mern.gouv.qc.ca/presse/feux-grands.jsp>
- Ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques. (2018). *Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre en 2016 et leur évolution depuis 1990*. Repéré à <http://www.environnement.gouv.qc.ca/changements/ges/2016/inventaire1990-2016.pdf>
- Ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques. (2019a). Engagements du Québec. Repéré à <http://www.environnement.gouv.qc.ca/changementsclimatiques/engagement-quebec.asp>
- Ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques. (2019b). Le gouvernement du Québec dévoile sa vision pour la gouvernance du Fonds vert et de la transition énergétique. Repéré à <http://www.environnement.gouv.qc.ca/infuseur/communiqu.asp?no=4181>
- Ministère des Forêts, de la Faune et des Parcs. (s. d.). Espèces fauniques du Nunavik. Repéré à <https://mffp.gouv.qc.ca/faune/especes/nunavik/index.jsp>
- Ministère des Ressources naturelles et de la Faune. (2010). *Portrait territorial : Nord-du-Québec*. Repéré à <https://mern.gouv.qc.ca/publications/territoire/planification/portrait-nord-du-quebec.pdf>
- Miranda, M. (2019, 4 février). *L'œuf ou la poule : géothermie au Nunavik* (C. Monat, intervieweuse) [Émissions radiophoniques]. Repéré à [https://baladoquebec.ca/?fbclid=IwAR3j5GGr\\_zYEc2Eil\\_QGyiz4HZCLjXhbwzBXT82f8O\\_RD2x-2VNc2ZRYZac#!/oeuf-ou-la-poule](https://baladoquebec.ca/?fbclid=IwAR3j5GGr_zYEc2Eil_QGyiz4HZCLjXhbwzBXT82f8O_RD2x-2VNc2ZRYZac#!/oeuf-ou-la-poule)
- MOOC Nordicité. (2016, 24 octobre). *Eric Atagootalook – Innavik* [Vidéo en ligne]. Repéré à <https://www.youtube.com/watch?v=u6my5UM9bx8>
- Moore, M. (2016). *The Economics of Very Small Modular Reactors in the North*. Delta Ottawa City Centre Hotel (p. 8). Communication présentée au 4th International Technical Meeting on Small Reactors. Repéré à [http://www.cnl.ca/site/media/Parent/Moore\\_ITMSR4.pdf](http://www.cnl.ca/site/media/Parent/Moore_ITMSR4.pdf)
- Nation Naskapi de Kawawachikamach. (2007). *Demande adressée par Hydro-Québec distribution à la Régie de l'énergie relative à l'établissement des tarifs d'électricité applicables au réseau autonome de Schefferville*. Repéré à [http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3617-06/Memoires3617/C-1-3\\_NNKawawachikamach\\_Memoire\\_3617\\_5mars07.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3617-06/Memoires3617/C-1-3_NNKawawachikamach_Memoire_3617_5mars07.pdf)
- Nayumivik Landholding Corporation. (2013). *Annual Report*. Repéré à [http://www.nlhca.ca/app/dmsfiles/dms\\_download.php?application=nlhca&fileid=5149](http://www.nlhca.ca/app/dmsfiles/dms_download.php?application=nlhca&fileid=5149)

- North American Clean Energy. (2018). Solar PV Challenges in Cold-Climate Regions. Repéré à <http://www.nacleanenergy.com/articles/30931/solar-pv-challenges-in-cold-climate-regions>
- Northwest Territories Power Corporation. (2014). Residual Heat Recovery. Repéré à <https://www.ntpc.com/smart-energy/how-to-save-energy/residual-heat-recovery>
- Northwest Territories Power Corporation. (s. d.a) Colville Lake Solar Project. Repéré à <https://www.ntpc.com/smart-energy/how-to-save-energy/colville-lake-solar-project>
- Northwest Territories Power Corporation. (s. d.b) Fort Simpson Solar Energy Project. Repéré à <https://www.ntpc.com/smart-energy/how-to-save-energy/fort-simpson-solar-energy-project>
- Olivier, F. (2018, 8 octobre). Ottawa pourrait relancer le nucléaire. *Radio-Canada.ca*. Repéré à <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1128227/gouvernement-trudeau-energie-nucleaire-chalk-river-petits-reacteurs-modulaires>
- Office de la coordination environnementale et de l'énergie du Canton de Berne [OCEE]. (2008). La Boussole bernoise du développement durable. Repéré à [https://www.bve.be.ch/bve/fr/index/direktion/ueber-die-direktion/dossiers/nachhaltige\\_entwicklungne/nachhaltigkeitsbeurteilung.html](https://www.bve.be.ch/bve/fr/index/direktion/ueber-die-direktion/dossiers/nachhaltige_entwicklungne/nachhaltigkeitsbeurteilung.html)
- Office Municipal d'Habitation Kativik (OMHK). (2017a). Logements : admissibilité. Repéré à <http://www.omhkativikmhb.qc.ca/fr/admissibilite/>
- Office Municipal d'Habitation Kativik (OMHK). (2017b). OMHK. Repéré à <http://www.omhkativikmhb.qc.ca/fr/omhk/>
- Pelletier-David, J. (2019). Entre la loi et le Nord : La délicate mission de l'Office Municipal d'Habitation Kativik. *Le journal du Barreau*, Avril 2019, 40-42.
- Pituvik Landholding Corporation. (2010). *Rapport d'étude d'impact sur l'environnement et le milieu humain : Projet d'aménagement hydroélectrique innavik, rivière Inukjuak*. (Rapport d'étude d'impact). Repéré à [https://www.keqc-cqek.ca/wordpress/wp-content/uploads/2018/03/20100200\\_Innavik\\_EI\\_FR-1-de-2.pdf](https://www.keqc-cqek.ca/wordpress/wp-content/uploads/2018/03/20100200_Innavik_EI_FR-1-de-2.pdf)
- Pivallianiq. (s. d.) Our story. Repéré à <http://pivallianiq.ca/en/whos>
- Previl, C. (2001). *Approche méthodologique pour la préparation de plans d'aménagement axés sur les préoccupations environnementales* (Thèse de doctorat, Université Laval, Québec, Québec). Repéré à [https://www.academia.edu/3400481/Approche\\_m%C3%A9thodologique\\_pour\\_la\\_pr%C3%A9paration\\_de\\_plans\\_dam%C3%A9nagement\\_ax%C3%A9s\\_sur\\_les\\_pr%C3%A9occupations\\_environnementales](https://www.academia.edu/3400481/Approche_m%C3%A9thodologique_pour_la_pr%C3%A9paration_de_plans_dam%C3%A9nagement_ax%C3%A9s_sur_les_pr%C3%A9occupations_environnementales)
- Purdon, N et Palleja, L. (2018, 2 décembre). Powering the North: \$1.6 billion project connects remote communities to grid. *CBC*. Repéré à <https://www.cbc.ca/news/canada/wataynikaneyap-power-project-kingfisher-lake-1.4922788>
- Quality Urban Energy Systems of Tomorrow. (2018). *Toward a Positive Energy Future in Northern And Remote Communities*. Repéré à

<https://www.nrcan.gc.ca/sites/www.nrcan.gc.ca/files/emmc/pdf/2018/en/3c-energy-transition-in-northern-and-remote-Communities-workshop-repor-eng.pdf>

Radio-Canada. (2019, 3 avril). La Nouvelle-Écosse exige le retrait de la turbine marémotrice dans la baie de Fundy. *Radio-Canada.ca*. Repéré à <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1162203/baie-fundy-energie-maremotrice-turbine-permis-hydrolienne-faillite>

Radio-Canada. (2011, 8 août). Nunavik : Québec admet ses torts dans l'abattage de chiens de traîneau. *Radio-Canada.ca*. Repéré à <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/526310/inuits-quebec-reconnaissance-abattage-chiens>

Ramboll. (2019). *Findings from prefeasibility study for Kuujuaq waste to energy* [Document interne]. Copenhague, Danemark : auteur

Régie de l'énergie. (2018). *Décision sur le fond : Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2018-2019*. Repéré à [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/414/DocPrj/R-4011-2017-A-0102-Dec-Dec-2018\\_03\\_07.pdf](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/414/DocPrj/R-4011-2017-A-0102-Dec-Dec-2018_03_07.pdf)

Régie régionale de la santé et des services sociaux du Nunavik en collaboration avec l'Institut national de santé publique du Québec. (2011). *Portrait de santé du Nunavik 2011 : conditions démographiques et socioéconomiques*. Repéré à [https://www.inspq.qc.ca/sites/default/files/publications/1588\\_portraitsantenunavik2011\\_conditionsdemosocioecono.pdf](https://www.inspq.qc.ca/sites/default/files/publications/1588_portraitsantenunavik2011_conditionsdemosocioecono.pdf)

Régie régionale de la santé et des services sociaux du Nunavik. (s. d.). Secteur minier. Repéré à <https://nrhss.ca/fr/directions/sant%C3%A9-publique/sant%C3%A9-environnementale/secteur-minier#advanced-mining>

Ressources naturelles Canada. (2017). À propos de l'énergie renouvelable. Repéré à <https://www.nrcan.gc.ca/nos-ressources-naturelles/sources-denergie-et-reseau-de-distribution/lenergie-renouvelable/propos-lenergie-renouvelable/7296>

Ressources naturelles Canada. (2019). Projet-pilote de démonstration de réseau intelligent d'électricité renouvelable à la mine RAGLAN Glencore. Repéré à <https://www.nrcan.gc.ca/science-et-donnees/financement-et-partenariats/occasions-de-financement/investissements-actuels/projet-pilote-de-demonstration-de-reseau-intelligent-delectricite-renouvelable-la-mine-raglan/16663>

Rodon, T. et Therrien, A. (2017). Quels modèles de développement pour le Québec nordique?. *Recherches sociographiques, volume 58, numéro 2, Mai–Août 2017, p. 447–470*. Repéré à <https://www.erudit.org/fr/revues/rs/2017-v58-n2-rs03273/1042170ar/>

Roy, B. (1985). *Méthodologie multicritère d'aide à la décision*. Paris, France : Economica

Sirois, M.-E., (2011). Le centre scientifique communautaire du CEN. Repéré à <http://www.voirvert.ca/projets/projet-etude/le-centre-d%E2%80%99etudes-scientifiques-du-cen>

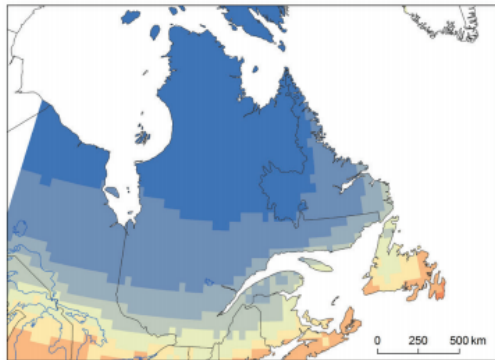
Siron, R. et Larrivée, C. (2016). *Document d'appui aux Ateliers régionaux sur les changements climatiques et l'énergie propre au Nunavik et au Nunatsiavut*. Repéré à [https://www.ouranos.ca/publication-scientifique/RapportSironLarrivee2016\\_FR.pdf](https://www.ouranos.ca/publication-scientifique/RapportSironLarrivee2016_FR.pdf)

- Skoplaki, E. et Palyvos, J.-A. (2009). On the Temperature Dependence of Photovoltaic Module Electrical Performance: A review of Efficiency / Power Correlations. *Solar energy*, 83, 604-624.
- Société d'habitation du Québec (SHQ). (2018). *Construction d'habitations au Nunavik : guides de bonnes pratiques*. Repéré à <http://www.habitation.gouv.qc.ca/fileadmin/internet/publications/0000024197.pdf>
- Société du Plan Nord. (s.d.). Le Plan Nord. Repéré à <https://plannord.gouv.qc.ca/fr>
- Société Makivik. (2018). Bienvenue sur le site Internet de la Société Makivik. Repéré à <https://www.makivik.org/fr/>
- Société Makivik. (2019). *2017-2018 Makivik Annual Report*. Repéré à <https://www.yumpu.com/en/document/read/62652224/2017-2018-makivik-annual-report>
- Société Makivik, Administration régionale Kativik (ARK) et Gouvernement du Québec. (2002). *Entente de partenariat sur le développement économique et communautaire au Nunavik*. Repéré à [http://www.autochtones.gouv.qc.ca/relations\\_autochtones/ententes/inuits/20020409.pdf](http://www.autochtones.gouv.qc.ca/relations_autochtones/ententes/inuits/20020409.pdf)
- Statistique Canada. (2019). Profil du recensement, Recensement de 2016. Repéré à <https://www12.statcan.gc.ca/census-recensement/2016/dp-pd/prof/index.cfm?Lang=F>
- Tagoona, W. (2017). La Société Makivik et la FCNQ signent une entente historique pour créer une nouvelle entreprise spécialisée dans le développement des énergies renouvelables au Nunavik. Repéré à <https://www.makivik.org/fr/la-societe-makivik-et-la-fcnq-signent-une-entente-historique-pour-creer-une-nouvelle-entreprise-specialisee-dans-le-developpement-des-energies-renouvelables-au-nunavik/>
- The Canadian Press. (2013, 11 novembre). Quebec Funds Efforts by RER Hydro, Boeing to Build River Turbine Farm. *CTV News Montreal*. Repéré à <https://montreal.ctvnews.ca/quebec-funds-efforts-by-rer-hydro-boeing-to-build-river-turbine-farm-1.1538320>
- Thompson, J. (2019, 29 mai). Nunavut miner wants carbon taxes to fund clean power projects. *Nunatsiaq News*. Repéré à <https://nunatsiaq.com/stories/article/nunavut-miner-wants-carbon-taxes-to-fund-clean-power-projects/>
- Transition énergétique Québec (TEQ). (2017). Définitions. Repéré à <http://www.transitionenergetique.gouv.qc.ca/clientele-affaires/technoclimat/definitions/>
- Transition énergétique Québec (TEQ). (2018). *Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques 2018-2023*. Repéré à [https://transitionenergetique.gouv.qc.ca/fileadmin/medias/pdf/plan-directeur/TEQ\\_PlanDirecteur\\_web.pdf](https://transitionenergetique.gouv.qc.ca/fileadmin/medias/pdf/plan-directeur/TEQ_PlanDirecteur_web.pdf)
- Tugliq Énergie Co. (s. d.). Raglan II – Réseau hybride éolien, diesel et stockage d'énergie dans l'Arctique Canadien. Repéré à <http://tugliq.com/realisation/raglan-ii/>
- Wataynikaneyap Power. (2019). Wataynikaneyap Power receives Ontario Energy Board approval to construct the Wataynikaneyap Power Transmission Project. Repéré à <https://www.wataypower.ca/updates/wataynikaneyap-power-receives-ontario-energy-board-approval-to-construct-the-wataynikaneyap-power-transmission-project>

- Weather Spark. (s. d.). Météo habituelle à Aéroport de Kuujuaq, Canada. Repéré à <https://fr.weatherspark.com/y/147365/M%C3%A9t%C3%A9o-habituelle-%C3%A0-A%C3%A9roport-de-Kuujuaq-Canada>
- Weber, B. (2017, 30 juillet). Arctic community's successful switch to solar-diesel power could be a glimpse into the future. *The Star*. Repéré à <https://www.thestar.com/news/canada/2017/07/30/arctic-communitys-successful-switch-to-solar-diesel-power-could-be-a-glimpse-into-the-future.html>
- Yukon College. (s. d.). Old Crow Solar Project. Repéré à <https://www.yukoncollege.yk.ca/innovation/old-crow-solar-project>
- Yukon Energy. (s. d.). Liquified Natural Gas (LNG). Repéré à <https://yukonenergy.ca/energy-in-yukon/projects-facilities/liquid-natural-gas-lng>
- Zoller, H. G., Béguin, H. (1992). *Aide à la décision : L'évaluation des projets d'aménagement*. Paris, France : Economica

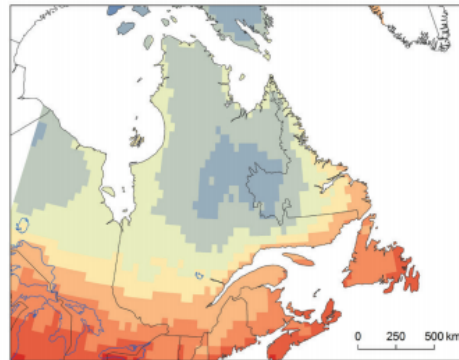
**ANNEXE 1 – ÉCART ENTRE LES TEMPERATURES HIVERNALES MOYENNES DU QUÉBEC ENTRE 1971 ET 2000 ET LES PROJECTIONS CLIMATIQUES POUR 2080 REALISEES A PARTIR D'UN SCENARIO DE FORTES EMISSIONS MONDIALES DE GES (SUIVANT LE PROFIL «RCP 8.5» DU GROUPE D'EXPERTS INTERGOUVERNEMENTAL SUR L'ÉVOLUTION DU CLIMAT)**  
(tiré de : Siron et Larrivée, 2016, p.4)

**Observations : 1971 à 2000 (CRU TS 3.21)**

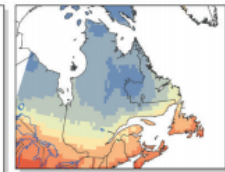


**Horizon 2080 : RCP 8.5**

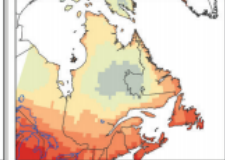
50<sup>e</sup> percentile



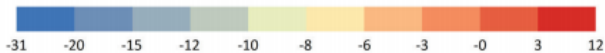
10<sup>e</sup> percentile



90<sup>e</sup> percentile



Température à 2 m (°C) : DJF



ANNEXE 2 – CARTE DES RÉSEAUX AUTONOMES D'HYDRO-QUÉBEC (tiré de : HQ, 2017)





**ANNEXE 3 – TABLEAU SYNTHÈSE DES MESURES D’EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE PERTINENTES AU CONTEXTE DU NUNAVIK**

<b>Mesure d’efficacité énergétique</b>	<b>Lieu d’implantation</b>	<b>Potentiel de réduction de GES</b> (Lié à la production ou consommation d’électricité)
<b>Élimination des ampoules incandescentes</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nunavik</li> <li>• Nunavut</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Important</li> </ul>
<b>Éducation et sensibilisation</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nunavik</li> <li>• Territoires du Nord-Ouest</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Variable</li> </ul>
<b>Étanchéité et isolation du bâtiment</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nunavik</li> <li>• Territoires du Nord-Ouest</li> <li>• Nunavut</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Limité</li> </ul>
<b>Électroménager écoénergétique</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nunavik</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Moyen</li> </ul>
<b>Pompe à chaleur</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• S. O.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Limité, à démontrer</li> </ul>
<b>Asservissement de la température des habitations en fonction de la température extérieure</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• S.O.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Limité</li> </ul>
<b>Récupération de chaleur des centrales diesel</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Territoires du Nord-Ouest</li> <li>• Îles-de-la-Madeleine</li> <li>• Yukon</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Important (valorisation de la chaleur inutilisée pour substitution d’une partie du mazout)</li> </ul>

**ANNEXE 4 – TABLEAU SYNTHÈSE DES MESURES DE RÉDUCTION DE GES LIÉES À LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ  
PERTINENTES AU CONTEXTE DU NUNAVIK**

<b>Mode de production</b>	<b>Potentiel de réduction de GES</b>	<b>Avantages</b>	<b>Limites</b>
<b>Panneau photovoltaïque</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Limité</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Main d'œuvre locale disponible</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Intermittence</li> <li>• Inadéquation entre la production et la consommation</li> </ul>
<b>Éolienne</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Grande réduction liée à l'électricité</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Technologie testée au Nunavik</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Intermittence</li> <li>• Main d'œuvre qualifiée non disponible sur place</li> </ul>
<b>Petite hydroélectricité</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Grande réduction liée à l'électricité et au chauffage</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Énergie de base</li> <li>• Développement économique régional</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Potentiel lié au réseau hydrographique</li> <li>• Coût élevé des infrastructures</li> </ul>
<b>Hydrolienne</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Potentiellement grande, mais reste à évaluer localement</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Peu d'impacts sur la faune et le paysage</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Potentiel à démontrer</li> <li>• Difficultés techniques nordiques</li> </ul>
<b>Biomasse</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Non lié à la consommation ou à la production d'électricité</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Solution à la gestion de matières résiduelles</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Taille insuffisante du gisement de biomasse</li> </ul>
<b>Gaz naturel</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Réduction limitée</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Énergie de base</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Capacité de transport et son coût</li> </ul>
<b>Petit réacteur nucléaire modulaire</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Grande réduction liée à l'électricité et au chauffage</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Énergie de base</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Technologie non mature</li> <li>• Non acceptabilité sociale</li> <li>• Risque environnemental</li> </ul>
<b>Raccordement au réseau intégré</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Grande réduction liée à l'électricité et au chauffage</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Énergie de base</li> <li>• Croissance des communautés non limitée par l'électricité disponible</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Coûts élevés</li> <li>• Volonté d'HQ</li> </ul>

**ANNEXE 5 – ANALYSE MULTICRITÈRE DES OPTIONS LIÉES À L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE**

Sphère	Critère	Options de réduction de GES		
		Récupération de chaleur des centrales diesel	Installation de pompes à chaleur	Asservissement de la température en fonction de la température extérieure
Environnementale	Émissions de GES	3.00	1.00	1.00
<b>Sous-total</b>		3.00	1.00	1.00
Sociale	Mode de vie traditionnel	0.00	0.00	0.00
	Qualité de vie	3.00	2.00	2.00
	Lutte contre la pauvreté	3.00	1.00	1.00
<b>Sous-total</b>		2.00	1.00	1.00
Économique	Finances publiques	3.00	2.00	2.00
	Développement économique local	3.00	1.00	1.00
<b>Sous-total</b>		3.00	1.50	1.50
Technique	Disponibilité de la technologie à court terme	3.00	3.00	3.00
	Adéquation au contexte du Nunavik	1.00	-1.00	2.00
<b>Sous-total</b>		2.00	1.00	2.50
<b>Total</b>		2.50	1.13	1.50

# ANNEXE 6 – ANALYSE MULTICRITÈRE DES OPTIONS LIÉES À LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

Sphère	Critère	Options de réduction de GES							
		Panneaux PV	Éoliennes	Petite hydroélectricité	Hydroliennes	Biomasse	Gaz naturel	PRM	Raccordement
Environnementale	Émissions de GES	2.00	3.00	3.00	3.00	2.00	1.00	3.00	3.00
Sous-total		2.00	3.00	3.00	3.00	2.00	1.00	3.00	3.00
Sociale	Mode de vie traditionnel	0.00	0.00	-1.00	0.00	0.00	0.00	-3.00	0.00
	Qualité de vie	2.00	3.00	3.00	3.00	0.00	0.00	0.00	3.00
	Lutte contre la pauvreté	1.00	1.00	2.00	1.00	0.00	0.00	0.00	2.00
Sous-total		1.00	1.33	1.33	1.33	0.00	0.00	-1.00	1.67
Économique	Finances publiques	-1.00	1.00	2.00	1.00	0.00	-2.00	0.00	-2.00
	Développement économique local	2.00	2.00	3.00	2.00	1.00	0.00	1.00	2.00
Sous-total		0.50	1.50	2.50	1.50	0.50	-1.00	0.50	0.00
Technique	Disponibilité de la technologie à court terme	3.00	3.00	3.00	2.00	2.00	2.00	-2.00	3.00
	Adéquation au contexte du Nunavik	1.00	2.00	-1.00	0.00	-2.00	-2.00	-3.00	-2.00
Sous-total		2.00	2.50	1.00	1.00	0.00	0.00	-2.50	0.50
Total		1.38	2.08	1.96	1.71	0.63	0.00	0.00	1.29